



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DISEÑO DE UNA ESTRATEGIA DE CONTROL DE TENSIÓN PARA MINIMIZAR EL IMPACTO DERIVADO DE LA CONEXIÓN MASIVA DE GENERADORES EÓLICOS AL SIC

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
ELECTRICISTA

ANDRÉS RUBÉN ROJAS CLAVEL

PROFESOR GUIA:
LUIS SANTIAGO VARGAS DIAZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
OSCAR MOYA ARAVENA
JUAN CARLOS ARANEDA TAPIA

SANTIAGO DE CHILE
ABRIL 2010

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA
POR: ANDRÉS ROJAS CLAVEL
FECHA: 08/06/2010
PROF. GUÍA: Sr. LUIS VARGAS DIAZ

“DISEÑO DE UNA ESTRATEGIA DE CONTROL DE TENSION PARA MINIMIZAR EI IMPACTO DERIVADO DE LA CONEXIÓN MASIVA DE GENERADORES EÓLICOS AL SIC”

Actualmente existen en Chile numerosos proyectos de generación eólica en distintas etapas de desarrollo. La mayoría de éstos se conectarán al Sistema Interconectado Central (SIC), y en particular en el norte del país, por lo que se espera que en el mediano plazo exista una gran cantidad de generación eólica en dicha zona. Dada la naturaleza estocástica del recurso viento, estos parques eólicos inyectarían una potencia variable al sistema de transmisión, lo que podría producir fluctuaciones de tensión en las barras del sistema de transmisión pudiendo, eventualmente, salir de los rangos permitidos.

De esta problemática surge el objetivo principal de esta investigación, que es disponer de una estrategia para efectuar el control de tensión de un sistema eléctrico con las características propias del SIC, en el que puede existir una elevada penetración de generación eólica.

En este estudio, primeramente se identificaron las fluctuaciones de tensión esperadas para las distintas tecnologías de generación eólica actualmente utilizadas. Se observó que los parques eólicos formados por aerogeneradores de velocidad fija es la tecnología de la que se espera mayores fluctuaciones de tensión.

A un sistema eléctrico de ensayo base se le realizaron pequeñas modificaciones, obteniéndose distintas topologías, y a su vez, para cada una de éstas se construyó sistemas de distintos niveles de tensión: 66, 110 y 220 [kV]. Mediante la herramienta de flujos de potencia, en cada uno de estos sistemas se buscó la generación eólica tal que ocasionara problemas de tensión en las barras del sistema. Se propuso una estrategia de control de tensión que solucionara dicho problema.

Se construyó un modelo de la zona norte del SIC, desde la barra Quillota 220 [kV] hasta la barra Paposos 220 [kV], en el que se probaron con éxito las estrategias de control de tensión propuestas en el sistema eléctrico de ensayo.

Finalmente, se determina que la inclusión masiva de generación eólica en un sistema eléctrico puede traer problemas de subtensión en el punto de conexión (PCC) de los parques eólicos y/o en barras aledañas a los parques eólicos. Se propone para esto una estrategia de control de tensión que mitiga las fluctuaciones lentas de tensión. Esta estrategia consiste en que a medida que aumenta la penetración eólica en el sistema; a) barras aledañas (centrales y elementos de compensación reactiva) aporten reactivos a los parques eólico del sistema eléctrico, cuando es insuficiente; b) elevar el tap de los transformadores de conexión de los parques eólicos; c) añadir compensación reactiva en barras aledañas a los parques eólicos y d) Añadir compensación reactiva en los PCC de los parques eólicos. Por lo demás, c) y d) pueden ser excluyentes o se puede dar una combinación de ambas.

Agradecimientos

Agradezco a mi familia, que siempre estuvo ahí cuando la necesite y que ha tolerado mis decisiones y sus consecuencias.

A mis padres sus consejos, los valores que me entregaron, el apoyo a mis decisiones, su comprensión, paciencia, cariño y amor. A mis hermanas Francisca y Alejandra su comprensión, cariño y apoyo. A Felipe y Jorge su comprensión, apoyo y cercanía. Sin Uds. no lo hubiese logrado.

Agradezco a mis compañeros de universidad, por que hicieron de estos años una experiencia inolvidable, más llevadera y complementaron el desarrollo académico profesional con el desarrollo emocional social.

A “Los Percebes” nuestras vivencias, sin duda enriquecieron y alegraron estos años. Espero, y lo dejo por escrito, que el tiempo no nos separe. A Juanjo, a quien considero un hermano, agradezco su personalidad, su alegría, optimismo y perseverancia. A Viviana su cariño, comprensión, paciencia y apoyo.

Agradezco a mis compañeros de carrera, las horas de estudios y los tiempos de esparcimiento.

A Javiera agradezco su apoyo, el ánimo que siempre me transmitió, su amistad, su preocupación, su ayuda, su forma de ser y su buena onda. A Lucila su compañía, su preocupación y comprensión. A Martina su inocencia y nuestros juegos. A Elena su compañía y nuestras conversaciones. A Samuel sus sabios consejos, su compañía en momentos difíciles, su alegría y optimismo. A Leo su apoyo, su madurez, su rica simpleza y que me haya conseguido este tema de memoria. A Carlos su alegría, el ánimo que inyectaba cuando hablábamos, su complicidad y amistad. A Pablo su amistad, nuestras conversaciones y vivencias.

Agradezco a mis amigos de siempre, quienes ocasionalmente me alejaron de las ingenierías y mi realidad mostrándome otros submundos.

A Silvia su amistad a toda prueba que perdura en el tiempo, su compañía, su simpleza, sus cariños, su comprensión, nuestra complicidad y nuestras conversaciones. A Nicolás los partidos de básquet, la compañía y amistad. A Roberto su sabiduría. A Oscar su simpatía y nuestras conversaciones. A Heinar su hermandad. A Nelly sus consejos.

Agradezco a mis profesores, quienes compartieron sus conocimientos y experiencias.

A mi profesor guía Luis Vargas su paciencia, sus consejos, simpatía y apoyo. A Johanna Monteiro y Juan Carlos Araneda su tiempo y sus vitales consejos para el desarrollo de este trabajo.

Agradezco a Dios por el fin de esta etapa en la vida.

Tabla de Contenidos

Resumen	ii
Agradecimientos	iii
Tabla de Contenidos	iv
Índice de Figuras	vii
Índice de Tablas	ix
1 Introducción	1
1.1 Motivación	1
1.2 Objetivo General.....	2
1.3 Objetivos Específicos	2
1.4 Parques Eólicos en Chile.....	2
1.5 Organización del Trabajo.....	3
2 Energía Eólica	4
2.1 Descripción General de un Aerogenerador y un Parque Eólico	4
2.2 Control de Aerogeneradores y Parques Eólicos	6
2.3 Tecnología de Aerogeneradores Actuales	8
2.3.1 Aerogeneradores de Velocidad Fija.....	8
2.3.2 Aerogeneradores de Velocidad Variable.....	10
2.4 Norma de Red de un Sistema Interconectado (SI).....	12
2.4.1 Requerimientos de la NTSyCS de Chile	12
2.4.2 Requerimientos de Normas Internacionales de Conexión de Generación Eólica.	18
2.5 Variabilidad y Predicción del Viento.....	25
3 Impacto de la Generación Eólica en un SEP	28
3.1 Estabilidad de un Sistema Eléctrico de Potencia	28
3.1.1 Estabilidad Angular.....	28
3.1.2 Estabilidad de Tensión	28
3.2 Calidad de Suministro y Parques Eólicos	31
3.3 Experiencia Internacional.....	35
3.3.1 Dinamarca	36
3.3.2 Estados Unidos, Texas.....	39
3.3.3 India	40
3.4 Estrategias de Control de Tensión de un Parque Eólico	43
3.4.1 Tipos de Variaciones de Tensión.....	43
3.4.2 Formas de Regular Variaciones Lentas de Tensión.....	43
3.4.3 Medios para Producir o Absorber Potencia Reactiva	44
3.5 Cálculo de Variaciones de Tensión en Régimen Permanente	46

4	Sistema Eléctrico de Ensayo	49
4.1	Introducción	49
4.2	Consideraciones Sobre el Parque Eólico	50
4.3	Tipos de Análisis	50
4.3.1	Las Distintas Variables Eléctricas del Sistema.....	50
4.3.2	Cambios de los Parámetros de los Elementos del Sistema	51
4.3.3	Realización de una Simulación Cuasiestática Diaria.....	51
4.4	Consideraciones sobre el Flujo de Potencia	53
4.5	Sistema Eléctrico de Topología Anillo.....	55
4.5.1	Sistemas Eléctricos de 66 [kV]	55
4.5.2	Sistemas Eléctricos de 110 [kV].....	58
4.5.3	Sistemas Eléctricos de 220 [kV].....	62
4.6	Sistema Eléctrico de Topología Radial	64
4.6.1	Sistemas Eléctricos de 66 [kV]	65
4.6.2	Sistemas Eléctricos de 110 [kV].....	68
4.6.3	Sistemas Eléctricos de 220 [kV].....	72
4.7	Sistema Eléctrico de Topología Radial, Consumo y Parque Eólico en un Extremo del Sistema.....	76
4.7.1	Sistemas Eléctricos de 66 [kV]	77
4.7.2	Sistemas Eléctricos de 110 [kV].....	79
4.7.3	Sistemas Eléctricos de 220 [kV].....	82
4.8	Cuadro Resumen.....	85
5	Aplicación a Modelo del SIC Norte.....	86
5.1	Introducción	86
5.2	Modelo del SIC-Norte	86
5.3	Demanda vs Potencia Eólica Instalada.....	87
5.3.1	Consideraciones.....	89
5.3.2	Resultados	90
6	Conclusión.....	95
7	Bibliografía.....	99
	Anexo A: Parámetros Eléctricos	102
	Parámetros Generadores	102
	Parámetros Transformadores.....	104
	Parámetros de Línea.....	106
	Anexo B: Despacho central TERM.....	107
	Sistema Eléctrico Topología Anillo	107
	Sistema Eléctrico Topología Radial.....	111
	Anexo C: Parque Eólicos en Chile	116
	Anexo D: Flicker y Aerogeneradores	117

D1. Definición.....	117
D2. Porque se Produce el <i>Flicker</i>	118
D3. Normas de Red Asociadas al Fenómeno <i>Flicker</i>	118
D4. Como se Mide el Flicker	119
D5. Como se Mitiga o Anula el <i>Flicker</i>	120
D6. <i>Flicker</i> y Parques Eólicos.....	121
Anexo E: Fluctuaciones de Tensión.....	127
Anexo F: Costo Variable Centrales del Sistema Eléctrico SIC-Norte.	128
Anexo G: Despacho Centrales SIC-Norte	129

Índice de Figuras

Figura 2.1: Componentes principales de un aerogenerador.....	4
Figura 2.2: Crecimiento en el tiempo del tamaño de las aspas.	5
Figura 2.3: Esquema general de un parque eólico conectado a un SI.	6
Figura 2.4: Configuración típica de aerogeneradores de velocidad fija. a) Generador de inducción con rotor jaula de ardilla (GIRJA); b) Generador de inducción rotor bobinado (GIRB).....	9
Figura 2.5: Configuración típica de aerogeneradores de velocidad Variable a) Generador de inducción doblemente alimentado con rotor bobinado (GIDARB). b) Generador de inducción con rotor bobinado (GIRB); Generador síncrono rotor de imanes permanentes (GSIP); Generador síncrono rotor bobinado (GSRB).....	11
Figura 2.6: Rango el factor de potencia para un parque eólico en la NTSyCS de Chile.	13
Figura 2.7 : Requisito de recuperación dinámica de tensión según la NTSyCS de Chile. [7]	17
Figura 2.8: Rangos de Factor de Potencia Norma de Dinamarca. [7]	18
Figura 2.9: Rango del factor de potencia en las normas de red de Escocia, Irlanda y Canadá.	19
Figura 2.10: Rangos Factor de Potencia Norma Alemana. [7]	19
Figura 2.11: Requerimientos de reducción de potencia activa.	20
Figura 2.12: Requerimiento para la tensión durante una contingencia, norma de red Alemana. [7]	23
Figura 2.13: Requerimiento para la tensión durante una contingencia, norma de red de Escocia. [7]	23
Figura 2.14: Requerimiento para la tensión durante una contingencia, norma de red Irlanda. [7]	23
Figura 2.15: Requisitos de aporte de corriente reactiva durante caídas de tensión. [9].....	24
Figura 2.16: Potencia a la salida de un aerogenerador, un parque eólico y todos los parques eólicos de Alemania durante 10 días de medición.	25
Figura 3.1: Clasificación de estabilidad de tensión.....	30
Figura 3.2: Calidad de suministro.....	31
Figura 3.3: Curva de <i>Flicker</i> permitida para la tensión por la norma IEC868.....	32
Figura 3.4: <i>Flicker</i> para Aerogenerador de a) velocidad fija y b) velocidad variable.	33
Figura 3.5: Curva de Potencia vs velocidad del viento a) aerogeneradores con <i>pitch control</i> ; .	33
Figura 3.6: Curva de partida de un aerogenerador de velocidad fija <i>pitch control</i> a) Potencia activa y reactiva; b) tensión.....	34
Figura 3.7: Distribución de generación eólica en Dinamarca. [6].....	37
Figura 3.8: (a) Demanda mensual y (b) diaria en Dinamarca.	37
Figura 3.9: Sistema de transmisión de Muppandal en el estado de Tamil Nadu.	41
Figura 3.10: Tensión diaria, Subestación Radhapuram en el estado de Tamil Nadu, India.	42
Figura 3.11: Parques eólicos conectado en la zona de la costa del estado de Gujarat, India. [17]	42
Figura 3.12: Esquema eléctrico del STATCOM.....	45
Figura 3.13: Compensador estático de potencia reactiva.....	46
Figura 3.14: Modelo simple de la red y un Parque Eólico.	47
Figura 3.15: Variación de tensión en el PCC de un parque eólico para distintas razones X/R, a una razón de cortocircuito constante. [6].....	48
Figura 3.16: Variación de tensión en el PCC, medida y calculada por la ecuación (3.10) del parque eólico de Risholmen, Suecia.....	48
Figura 4.1: Topología General del Sistema.....	49
Figura 4.2: Curva de carga (Potencia vs Velocidad del Viento).....	50
Figura 4.3: Curva de Demanda Diaria.....	52
Figura 4.4: Curva de Velocidad del Viento Promedio Diario.....	52
Figura 4.5: Curva de potencia eólica diaria generada por un aerogenerador.	53

Figura 4.6: Sistema eléctrico de topología anillo.	55
Figura 4.7: Tensión en la carga y PCC versus la potencia eólica instalada.....	56
Figura 4.8: Tensión en las barras de carga y PCC vs demanda inductiva, máxima generación eólica.	57
Figura 4.9: Tensión en las barras de carga y PCC vs demanda capacitiva, máxima generación eólica.	58
Figura 4.10: Curva de tensión diaria en las barras de carga y PCC.	58
Figura 4.11: Tensión en la carga y PCC versus la potencia eólica instalada.....	59
Figura 4.12: Tensión en la carga y PCC versus la potencia eólica instalada.....	60
Figura 4.13: Tensión en las barras de carga y PCC vs demanda inductiva, máxima generación eólica.	61
Figura 4.14: Curva de tensión diaria en las barras de carga y PCC.	62
Figura 4.15: Tensión en la carga y PCC versus la potencia eólica instalada.....	63
Figura 4.16: Tensión en la carga y PCC versus la potencia eólica instalada.....	63
Figura 4.17: Tensión en las barras de carga y PCC vs demanda inductiva, máxima generación eólica.	64
Figura 4.18: Curva de tensión diaria en las barras de carga y PCC.	64
Figura 4.19: Sistema Eléctrico de topología radial, consumo en un extremo.	65
Figura 4.20: Tensión en la carga y PCC versus la potencia eólica instalada.....	66
Figura 4.21: Tensión en las barras de carga y PCC vs demanda inductiva, máxima generación eólica.	67
Figura 4.22: Tensión en las barras de carga y PCC vs demanda capacitiva, máxima generación eólica.	67
Figura 4.23: Curva de tensión diaria en las barras de carga y PCC.	68
Figura 4.24: Tensión en la carga y PCC versus la potencia eólica instalada.....	69
Figura 4.25: Tensión en la carga y PCC versus la potencia eólica instalada.....	71
Figura 4.26: Tensión en las barras de carga y PCC vs demanda inductiva, máxima generación eólica.	72
Figura 4.27: Curva de tensión diaria en las barras de carga y PCC.	72
Figura 4.28: Tensión en la carga y PCC versus la potencia eólica instalada.....	73
Figura 4.29: Tensión en la carga y PCC versus la potencia eólica instalada.....	75
Figura 4.30: Tensión en las barras de carga y PCC vs demanda inductiva, máxima generación eólica.	76
Figura 4.31: Curva de tensión diaria en las barras de carga y PCC.	76
Figura 4.32: Sistema eléctrico de topología radial, parque eólico al final del sistema.....	77
Figura 4.33: Tensión en la carga y PCC versus la potencia eólica instalada.....	78
Figura 4.34: Tensión en las barras de carga y PCC vs demanda inductiva, máxima generación eólica.	79
Figura 4.35: Curva de tensión diaria en las barras de carga y PCC.	79
Figura 4.36: Tensión en la carga y PCC versus la potencia eólica instalada.....	80
Figura 4.37: Tensión en las barras de carga y PCC vs demanda inductiva, máxima generación eólica.	81
Figura 4.38: Curva de tensión diaria en las barras de carga y PCC.	82
Figura 4.39: Tensión en la carga y PCC versus la potencia eólica instalada.....	83
Figura 4.40: Tensión en las barras de carga y PCC vs demanda inductiva, máxima generación eólica.	84
Figura 4.41: Curva de tensión diaria en las barras de carga y PCC.	84
Figura 5.1: Diagrama unilineal del sistema eléctrico SIC-Norte.....	87
Figura 5.2: Tensión en la barra PCC versus potencia eólica instalada.....	91
Figura 5.3: Tensión en la barra Pan de Azúcar versus potencia eólica instalada.	92

Índice de Tablas

Tabla 2.1: Requisitos de tensión en las barras del Sistema de Transmisión.	14
Tabla 2.2: Requisitos para la frecuencia en la NTSyCS de Chile.	14
Tabla 2.3: Máxima Distorsión Armónica de corriente en el sistema eléctrico expresada como porcentaje del valor de corriente máxima de carga a frecuencia fundamental para tensiones de 20 [V] a 100 [kV].	16
Tabla 2.4: Máxima distorsión armónica de tensión en el sistema eléctrico de Chile, los valores de tensión armónicas se expresan en porcentaje de la tensión nominal.	17
Tabla 2.5: Requisitos para el rango de tensión Normas de Alemania, Irlanda, Dinamarca, Escocia e Inglaterra.	21
Tabla 2.6: Requisitos para la frecuencia en las normas de red de Dinamarca, Alemania, Irlanda, Escocia e Inglaterra.	21
Tabla 2.7: Variación de potencia eólica generada extrema como porcentaje de la potencia eólica instalada para distintas escalas de tiempo y distintos sistemas eléctricos de países con alta penetración eólica.	26
Tabla 3.1: Penetración eólica en el sistema eléctrico de ELTRA, Oeste de Dinamarca. (Energía consumida el año 2002 y máxima demanda el año 2004). [6].	37
Tabla 3.2: Penetración eólica en el sistema eléctrico ERCOT, Texas. (Energía consumida el año 2003 y máxima demanda el año 2004). [10]	39
Tabla 3.3: Penetración eólica en el sistema eléctrico de los estados de Tamil Nadu y Gujarat de India, (Energía consumida el año 2000). [6] [16].	41
Tabla 4.1: Capacidad de elementos de los sistemas analizados, según topología y nivel de tensión.	54
Tabla 4.2: Capacidad de los elementos del sistema de 66 [kV].	55
Tabla 4.3: Compensación reactiva en la carga vs compensación reactiva en el PCC.	57
Tabla 4.4: Capacidad de los elementos del sistema de 110 [kV].	59
Tabla 4.5: Compensación reactiva en la carga vs compensación reactiva en el PCC.	61
Tabla 4.6: Capacidad de los elementos del sistema de 220 [kV].	62
Tabla 4.7: Capacidad de los elementos del sistema de 66 [kV].	65
Tabla 4.8: Compensación reactiva en la carga vs compensación reactiva en el PCC.	66
Tabla 4.9: Capacidad de los elementos del sistema de 110 [kV].	68
Tabla 4.10: Compensación reactiva en la carga vs compensación reactiva en el PCC.	70
Tabla 4.11: Compensación reactiva en la carga vs compensación reactiva en el PCC.	71
Tabla 4.12: Capacidad de los elementos del sistema de 220 [kV].	73
Tabla 4.13: Compensación reactiva en la carga vs compensación reactiva en el PCC.	74
Tabla 4.14: Compensación reactiva en la carga vs compensación reactiva en el PCC.	75
Tabla 4.15: Capacidad de los elementos del sistema de 66 [kV].	77
Tabla 4.16: Compensación reactiva en la carga vs compensación reactiva en el PCC.	78
Tabla 4.17: Capacidad de los elementos del sistema de 110 [kV].	80
Tabla 4.18: Compensación reactiva en la carga vs compensación reactiva en el PCC.	81
Tabla 4.19: Capacidad de los elementos del sistema de 220 [kV].	82
Tabla 4.20: Compensación reactiva en la carga vs compensación reactiva en el PCC.	83
Tabla 4.21: Cuadro Resumen.	85
Tabla 5.1: Elementos del sistema SIC-Norte.	86
Tabla 5.2: Demanda del sistema eléctrico SIC-Norte.	88
Tabla 5.3: Despacho inicial para el sistema eléctrico SIC-Norte.	88
Tabla 5.4: Punto de operación inicial del sistema eléctrico SIC-Norte.	89
Tabla 5.5: Tensión en barras críticas del sistema SIC-Norte vs Potencia eólica instalada con y sin estrategia de control de tensión.	93

Tabla 5.6: Compensación reactiva en barra “Los Vilos 220 [kV]” vs compensación reactiva en el PCC.....	94
Tabla 5.7: cuadro resumen sistema SIC-Norte.	94

1 Introducción

En la actualidad, los problemas medioambientales del planeta, unidos al conocimiento y al avanzado desarrollo tecnológico en materia de energías renovables no convencionales (ERNC), han permitido una creciente incorporación de este tipo de fuentes de energías en el mundo, principalmente en países desarrollados y/o industrializados. Dentro de las ERNC, la energía eólica se destaca ya que ha tenido un crecimiento exponencial en las últimas décadas y se ha ganado la confianza tanto del sector eléctrico como de la opinión pública. Así mismo, con el tiempo el costo de producción de este tipo de energía se ha reducido considerablemente, pudiendo así competir en lugares de condiciones de viento favorables con otro tipo de fuentes de energía.

Gracias al rápido avance tecnológico que han tenido los aerogeneradores en las últimas décadas es posible que en la actualidad se puedan incorporar a sistemas interconectados o sistemas aislados parques eólicos con un gran número de aerogeneradores y con una potencia instalada de hasta los cientos de megawatts. Esto, unido a una instalación creciente de parques eólicos en un mismo sistema interconectado, permite que la energía eólica cubra un porcentaje importante de la demanda. Lo que trae consigo algunos problemas o interrogantes, no solamente en áreas técnicas, sino que también en el área económica, de seguridad y calidad de suministro y de regulación del sistema.

1.1 Motivación

La matriz energética nacional está compuesta principalmente por centrales térmicas e hidráulicas. Dada la inestabilidad en el precio de los combustibles fósiles y la incertidumbre en torno a la hidrología en cada periodo, la matriz energética se debe diversificar. Además, se sabe que Chile, por sus características geográficas y climatológicas, posee un gran potencial de energías renovables aún no aprovechadas (energía eólica, micro-hidráulica, geotérmica, solar y mareomotriz). Este es un camino atractivo y factible para diversificar la matriz energética nacional.

En este sentido, el Gobierno de Chile ha impulsado la Ley 20.257 con el objetivo de promover la construcción de centrales basadas en ERNC y la Comisión Nacional de Energía (CNE) como privados, han estado realizando diversos estudios con el objetivo de caracterizar el potencial de recursos renovables de diversas zonas del país, en particular el potencial eólico. Gracias a estos estudios en estos momentos existen numerosos proyectos de generación eólica que están en distintas etapas de avance y un número creciente de empresas privadas están seriamente interesadas en desarrollar proyectos de generación eólica en Chile.

Se prevé que en un futuro cercano en el Norte Chico se producirá una alta concentración de parques eólicos, de diversas potencias instaladas, y que se conectarán en principio al sistema de transmisión troncal existente (SIC) y posteriormente a una expansión de dicho sistema. Todo esto cambiaría las condiciones del sistema de transmisión, lo que implicaría que el control de las variables eléctricas del sistema debe ser adaptado para este nuevo escenario con tal de cumplir con la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) de Chile.

La intermitencia que presentarán las inyecciones de potencia al sistema de transmisión, producirán fluctuaciones de tensión, las que pueden salirse de los rangos permisibles. Esto podría ocurrir si no se cuenta con una estrategia de control de tensión en la zona, ya sea usando los medios existentes o adicionando elementos de compensación reactiva que permitan mitigar los impactos sobre la tensión. De la problemática recién explicada, nace la motivación de esta investigación y corresponde a encontrar una estrategia para efectuar el control de tensión de un sistema interconectado, tras la incorporación de parques eólicos de diversas potencias instaladas.

1.2 Objetivo General

En el siguiente trabajo, se pretende disponer de una estrategia para efectuar el control de tensión en un Sistema Interconectado como el SIC, tal que la tensión se mantenga dentro de los rangos permitidos por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio de Chile, dada la conexión de múltiples parques de generadores eólicos.

El diseño del sistema de control de tensión debe basarse en un sistema de transmisión con suficiente capacidad en cada uno de sus tramos para transportar la generación disponible. Además debe concentrarse sólo en la metodología de compensación que permita mantener la tensión de las barras del sistema durante las fluctuaciones de la potencia generada.

1.3 Objetivos Específicos

- Conocer el funcionamiento de las distintas tecnologías de generación eólica, destacando sus ventajas y desventajas y las fluctuaciones de tensión esperadas.
- Revisar la experiencia de países que tienen una alta penetración de energía eólica.
- En un sistema eléctrico de ensayo plantear distintos escenarios donde exista problemas de tensión y proponer una estrategia de control.
- Aplicar los resultados del sistema eléctrico de ensayo a un sistema con las características propias del SIC.

1.4 Parques Eólicos en Chile

Actualmente en Chile existen seis parques eólicos en operación:

1. “Alto Baguales”, ubicado en la XI región de Aysen, inaugurado en Noviembre del 2001, compuesto de 3 aerogeneradores modelo Vestas V47 de potencia nominal 660 [kW] cada uno. El parque tiene una capacidad conjunta de 1,9 [MW] y está conectado al sistema eléctrico de Aysén.
2. “Canela I”, ubicado en la IV región de Coquimbo, inaugurado en Diciembre del 2007, compuesto de 11 aerogeneradores modelo Vestas V82, de potencia nominal 1,65 [MW] cada uno. El parque tiene una capacidad conjunta de 18,15 [MW] y está conectado al Sistema Interconectado Central (SIC).

3. “CrisToro-Lebu”, ubicado en VII región del Biobío, inaugurado en su primera etapa en febrero del 2009, compuesto de 4 aerogeneradores, 2 modelo Siemens de potencia nominal 600 [kW] y 2 hechos en China de potencia nominal 780 [kW]. El parque tiene una capacidad conjunta de 2,76 [MW] (en su segunda etapa tendrá un total de 9 [MW]) y está conectado al Sistema Interconectado Central (SIC).
4. “Monte Redondo”, ubicado en la IV región de Coquimbo, inaugurado en Octubre del 2009, compuesto de 19 aerogeneradores modelo Vestas V90, de potencia nominal 2 [MW] cada uno. El Parque tiene una capacidad conjunta de 38 [MW] y está conectado al Sistema Interconectado Central (SIC).
5. “Canela II”, “ubicado en la IV región de Coquimbo, inaugurado en noviembre del 2009, compuesto de 40 aerogeneradores modelo Acciona AW 82, de potencia nominal 1,5 [MW] cada uno. El parque tiene una capacidad conjunta de 60 [MW] y está conectado al Sistema Interconectado Central (SIC). Junto con Canela I forman el parque eólico más grande de Chile de capacidad instalada 78,5 [MW].
6. “Totoral”, ubicado en la IV región de Coquimbo, inaugurado en Enero del 2010, compuesto de 23 aerogeneradores modelo Vestas V90, de potencia nominal 2 [MW] cada uno. El parque tiene una capacidad conjunta de 46 [MW] y está conectado al Sistema Interconectado Central (SIC).

Chile tiene una potencia eólica instalada de 167,2 [MW]. Además, existen 7 proyectos de generación eólica en construcción (174 [MW]) y otros 16 proyectos de generación eólica aprobados o en trámite de aprobación ambiental (1454 [MW]). Por lo que se prevé que en el corto y mediano plazo en Chile aumentará considerablemente la generación eólica. (Ver Anexo C)

1.5 Organización del Trabajo

El presente trabajo consta de seis capítulos. El primer capítulo presenta los objetivos y motivación de esta memoria. El segundo capítulo, presenta los antecedentes generales respecto a los parques eólicos (tecnologías de generación eólica, control, ventajas y desventajas), la variabilidad del recurso viento y la norma de red asociada a generación eólica. El tercer capítulo presenta el posible impacto que la generación eólica tiene en un sistema eléctrico y las posibles estrategias de mitigación de dicho impacto. En particular, el impacto de fluctuaciones lentas de tensión producidas por las variaciones de potencia generada. Se presenta además la experiencia de distintos sistemas eléctricos de países con alta penetración eólica.

En el cuarto capítulo, se trabaja sobre un sistema eléctrico de ensayo. Mediante modificaciones al mismo, se caracterizan los problemas de fluctuaciones lentas de tensión asociados a la penetración eólica en sistemas eléctricos con distinto nivel de tensión y distinta topología. Se propone una estrategia de control de tensión en cada caso. En el quinto capítulo se aplican los resultados obtenidos en el sistema eléctrico de ensayo a un sistema con características más reales, que corresponde a un modelo del norte del SIC, de la barra “Quillota 220 [kV]” a “Paposo 220 [kV]”. Finalmente en el sexto capítulo se indican las conclusiones del presente trabajo y se proponen futuros trabajos a realizar.

2 Energía Eólica

2.1 Descripción General de un Aerogenerador y un Parque Eólico

Visto desde el exterior físicamente, un aerogenerador se puede dividir en tres partes: la torre, la góndola y las aspas. La torre soporta a la góndola y a las aspas. Su altura ha aumentado en el tiempo y en modelos comerciales va desde los 25 hasta los cientos de metros. Esto es debido a que a mayor altura, mayor es la velocidad del viento y por lo tanto mayor es la energía extraíble [1]. Las aspas reciben la energía del viento (dada por su velocidad y densidad), y mediante el buje se conectan al eje principal convirtiendo la energía cinética del viento en energía mecánica, la que es transmitida al generador eléctrico. Para ello, las aspas deben poseer un diseño aerodinámico capaz de maximizar la energía del viento de la zona en donde está emplazado el aerogenerador y deben estar construidas de un material que minimice su peso, sea resistente, durable y capaz de soportar el clima de la zona de emplazamiento del aerogenerador. [2]

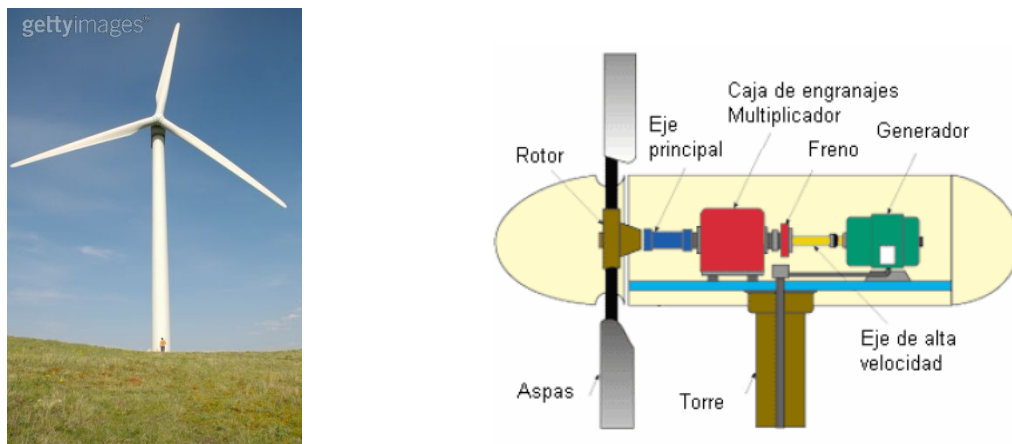


Figura 2.1: Componentes principales de un aerogenerador.

La mayoría de los aerogeneradores posee tres aspas, ya que se ha demostrado que esta configuración es la más eficiente [3]. Existen también aerogeneradores comerciales de una y dos aspas. La tendencia es que el tamaño de las aspas aumente con el tiempo lo que tiene como consecuencia directa un aumento en la potencia eléctrica del aerogenerador. Hoy en día, hay aspas de hasta 124 metros de diámetro, de las que se pueden extraer una potencia eléctrica máxima de 5 [MW] (modelo experimental aún no comercial). La evolución en el tiempo del tamaño de las aspas es mostrada en la Figura 2.2.

Existen aerogeneradores de velocidad fija y de velocidad variable. En general el rango de velocidad angular de giro de las aspas va entre 10 a 50 revoluciones por minuto [r.p.m] y se cumple la relación inversa entre el diámetro del rotor y la velocidad de giro [1]. En la Figura 2.1, se muestra un aerogenerador de tres aspas y la góndola con el nombre de sus partes principales.

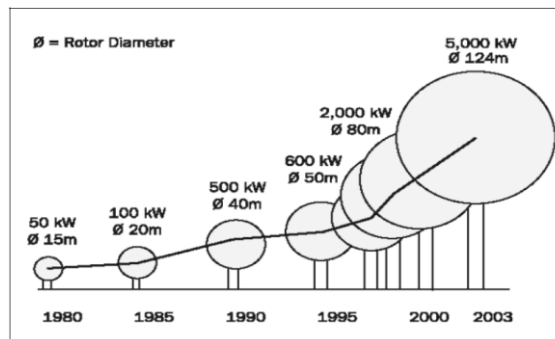


Figura 2.2: Crecimiento en el tiempo del tamaño de las aspas¹.

En el interior de la góndola se encuentra el rotor, compuesto por el buje y el eje principal o de baja velocidad, la caja multiplicadora, el freno, el eje de alta velocidad y el generador. La caja multiplicadora aumenta la velocidad de giro del eje, con tal de llegar a valores en los cuales el número de polos del generador sea tal, que el tamaño del mismo sea razonable. Se llega a multiplicar hasta 60 veces la velocidad de giro del rotor. El freno se utiliza como mecanismo de protección y control. Se utiliza para detener el aerogenerador en caso de emergencia o mantenimiento, esto es lo frena o detiene completamente cuando la velocidad del viento es mayor a la velocidad de diseño máxima y también cuando es menor a la velocidad de generación. El eje de alta velocidad va directamente conectado al generador.

Existen diferentes tipos de tecnologías de generador eléctrico utilizadas en aerogeneradores: generadores de corriente continua, generadores inducción, generadores síncronos, generadores inducción doblemente alimentados y dependiendo de la tecnología utilizada, el aerogenerador es de velocidad fija o de velocidad variable. [2] [3]

Se debe notar el gran tamaño relativo de la caja multiplicadora con respecto a la góndola y que existen aerogeneradores equipados con un generador sincrónico con rotor de imanes permanentes sin caja multiplicadora. Estos últimos se construyen con el objeto de minimizar las fallas debidas a la caja multiplicadora e incrementar la fiabilidad del sistema disminuyéndose, además, el requerimiento de mantenimiento del aerogenerador y las pérdidas asociadas a la caja multiplicadora, así como también el ruido producido dentro de ella (la caja multiplicadora es uno de los elementos más sujetos a fallas). Sin embargo, el costo de construcción de un aerogenerador sin caja multiplicadora aumenta hasta un 30 %, con respecto a los que tienen caja multiplicadora. Esto es debido principalmente al costo del material electromagnético utilizado en la construcción del generador, y como éste es de gran tamaño debido a su elevado número de polos, aumenta el costo de transporte y montaje. Pero las ventajas asociadas a estos generadores justifican el esfuerzo en su construcción existiendo fabricantes de aerogeneradores que los construyen actualmente. [4]

En el exterior de la góndola se encuentra el pararrayo con el objetivo de proteger de descargas eléctricas al aerogenerador. Además sobre de la góndola un aerogenerador, por lo general, tiene una veleta y un anemómetro que sirven como referencia de entrada al mecanismo de control del aerogenerador. La veleta sirve para orientar el rotor del aerogenerador en la dirección del viento y el anemómetro sirve para medir velocidades de viento, en particular las

¹ Figura fue obtenida de *Wind Power Technology, European Wind Energy Association, 2004.*

velocidades de viento de entrada y salida de funcionamiento del aerogenerador, controlar el ángulo de paso de las aspas², entre otras.[3]

En forma general, un parque eólico corresponde a la instalación conjunta de un número determinado de aerogeneradores, conectados a un sistema interconectado (SI). Al interconectar aerogeneradores se logra sumar la potencia relativamente baja de los aerogeneradores y resolver problemas como su producción intermitente. Además, se reducen los gastos de mantención y se compensan las interrupciones provocadas por las turbulencias y fluctuaciones locales en la velocidad del viento. [5]

Para conectar el parque eólico a un SI se utiliza una subestación en la que se eleva la tensión del parque a la tensión de la red mediante un transformador. Los aerogeneradores están conectados también a una casa de control que se encarga de coordinar el funcionamiento del parque eólico. El punto de conexión entre la red y el parque eólico es conocido como PCC por sus siglas en inglés "*Point of Common Coupling*" y es de interés en estudios del comportamiento dinámico de parques eólicos conectados a SI. La Figura 2.3 representa un esquema general de un parque eólico.

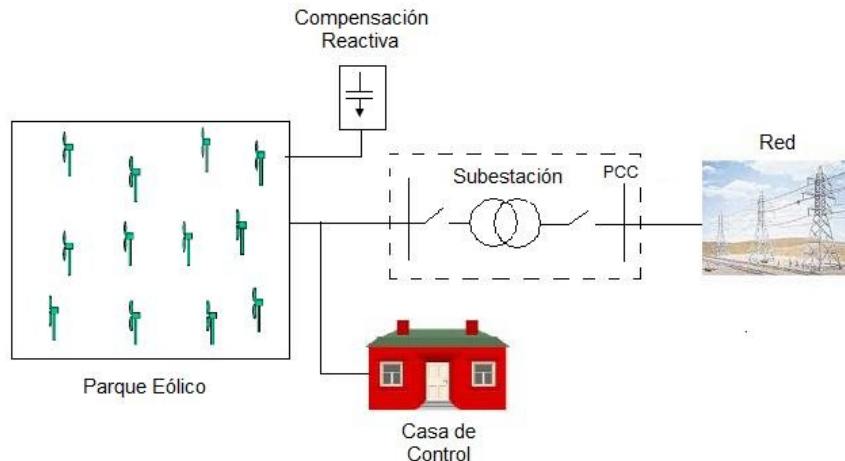


Figura 2.3: Esquema general de un parque eólico conectado a un SI.

2.2 Control de Aerogeneradores y Parques Eólicos

Todos los aerogeneradores son diseñados con su propio paquete de control. Los principales objetivos de los sistemas de control de los aerogeneradores son: [1]

1. Reducción de cargas mecánicas en el aerogenerador y en el sistema de transmisión.
2. Aprovechamiento máximo de la energía del viento.
3. Reducción de oscilaciones de potencia eléctrica y tensión en el PCC.

Todos los aerogeneradores poseen el mecanismo de control "*Yaw control*" el que ubica al rotor del aerogenerador en forma perpendicular a la dirección viento. Esto es para aprovechar al máximo la energía del viento y reducir fatigas o sobre cargas de material producto de que el rotor reciba la energía del viento en forma mal distribuida. [2]

² No todos los aerogeneradores poseen este tipo de control, como se explicará más adelante.

Dependiendo de la tecnología del aerogenerador, hay diferentes formas de controlar las fuerzas aerodinámicas en el rotor: “*stall control*”; “*active stall control*”; y “*pitch control*”.

Los aerogeneradores de regulación pasiva o por pérdida aerodinámica, “*stall control*”, tiene las aspas unidas al buje en un ángulo fijo. Este ángulo hace que las aspas posean un diseño aerodinámico que asegura que al momento en que la velocidad del viento sea demasiado alta se creará una turbulencia en la parte de las aspas en que no da el viento, y así por medio de esta pérdida de sustentación³ se evita que esta fuerza del viento actúe en forma directa sobre el rotor [2] [5]. La principal ventaja es que se evitan las partes móviles del rotor y el complejo sistema de control asociado al cambio de ángulo de paso de las aspas. Su desventaja es la complejidad en el diseño aerodinámico.

También están los aerogeneradores de regulación pasiva “*active stall control*” en los que se puede cambiar el ángulo de paso de las aspas. Las aspas se pueden mover en un ángulo pequeño, menor a 10 grados, mediante sistemas hidráulicos o motores eléctricos paso a paso. El control está programado para hacer girar las aspas a bajas velocidades de viento con tal de capturar más energía de él, y cuando la velocidad del viento es excesiva, aumenta el ángulo de paso de las aspas para llevarlas a una posición de mayor pérdida de sustentación y así poder consumir el exceso de energía del viento. La ventaja es que se puede controlar en forma más exacta la producción de la potencia eléctrica que utilizando los aerogeneradores con regulación pasiva “*stall control*” y además que el aerogenerador funciona casi exactamente a potencia nominal en un amplio rango de velocidades de viento. Su principal desventaja es que a alta velocidades de viento hay pérdidas en la producción de potencia eléctrica, debido a que se alcanza mayor pérdida de sustentación.

En los aerogeneradores de velocidad variable se utiliza “*pitch control*”⁴ que pueden también variar el ángulo de paso de las aspas. Las aspas se pueden mover en un ángulo mayor que con regulación pasiva “*active stall control*”, entre los 0 y 35 grados, realizándose mediante sistemas hidráulicos. El controlador mide la velocidad del viento de entrada del aerogenerador y cuando la velocidad del viento es demasiada alta, gira las aspas fuera del viento, reduciendo la potencia mecánica extraída del viento y evitando daños mecánicos en el rotor del aerogenerador y por el contrario, cuando la velocidad del viento es más baja que la nominal gira las aspas hacia el viento, aumentando la potencia mecánica extraída del viento. Las ventajas de este tipo de control es que se puede controlar bien la potencia de salida y el generador funciona en su potencia nominal en un amplio rango de velocidades de viento, además sirve para el control en paradas de emergencia y partida del aerogenerador. Su desventaja es la complejidad del mecanismo de cambio de ángulo y las grandes fluctuaciones de potencias a grandes velocidades de viento. [2] [5] [6]

Cada aerogenerador posee un control de sus variables eléctricas. Este debe estar coordinado a su vez con los controles aerodinámicos recién descritos, al hacerlo se debe tener cuidado ya que el control aerodinámico es más lento que el control eléctrico. Coordinar estos mecanismos de control en forma eficiente es un gran desafío técnico. [5]

³ Pérdida de Sustentación: Se produce por un excesivo ángulo de ataque. El ángulo de ataque en este caso es el ángulo de las aspas con respecto a la dirección del viento. Cuando hay pérdidas por sustentación se producen turbulencias.

⁴ También se utiliza en aerogeneradores de velocidad fija.

Además, es necesario controlar las variables eléctricas asociadas a la generación del parque eólico, con tal de mantener la calidad de suministro en el PCC. Este control se puede dividir en tres condiciones de operación: cuando se conecta el parque a la red, en régimen permanente y en condición de falla o contingencia. En las primeras dos condiciones es necesario mantener el parque en sincronismo con la red, controlando su frecuencia, tensión y fase en el PCC. A su vez es necesario controlar la potencia reactiva del parque con tal de mantener la tensión en el PCC en cualquier condición de operación, en particular en caso de falla. En general, en parques formados por aerogeneradores de velocidad variable esto se hace por medio de convertidores de frecuencia y tensión (AC/DC-DC/AC) que posee cada aerogenerador. Estos convertidores de frecuencia y tensión pueden entregar armónicos a la red, que deben ser filtrados. En parques formados por aerogeneradores de velocidad fija esta compensación se realiza por medio de banco de condensadores ubicados en cada aerogenerador o equipos como SVCs, STATCOMs. En condición de falla, el control del parque eólico debe ser tal que se cumpla la norma técnica del país en que está emplazado el mismo.

2.3 Tecnología de Aerogeneradores Actuales

Las tecnologías de generación eólicas han evolucionado rápidamente en los últimos años, se han logrado avances en los materiales de construcción, en las partes mecánicas, en su diseño aerodinámico, tamaño de las aspas, en los mecanismos de control eléctrico y mecánico, entre otros. Así en la actualidad los aerogeneradores son más eficiente, más baratos por unidad de potencia producida y más grandes. [1]

Los primeros sistemas eólicos fueron de velocidad fija, de hecho en la actualidad son los mayormente instalados en el mundo [1]. Este tipo de aerogeneradores esta directamente acoplado a la red, por lo que la velocidad del rotor es fija⁵ (depende de la frecuencia de la red) sin importar la velocidad del viento incidente. Fundamentalmente el generador utilizado en sistemas de velocidad fija, es el generador de inducción ya que este permite un ligero deslizamiento en su velocidad de giro lo que suaviza las variaciones de potencia activa inyectadas a la red en caso de ráfagas de viento y reduce la fatiga en el eje. [4]

Actualmente, la tendencia es que se construyan aerogeneradores de velocidad variable, debido a que estos son más eficientes que los de velocidad fija en emplazamientos con velocidades medias de viento reducidas [4]. Los generadores comerciales más empleados son el generador de inducción doblemente alimentado y el generador síncrono con rotor de imanes permanentes o con rotor bobinado. [4] [1]

2.3.1 Aerogeneradores de Velocidad Fija

Los aerogeneradores de velocidad fija están diseñados para alcanzar la máxima eficiencia a una velocidad del viento particular. Utilizan un generador de inducción con rotor tipo jaula de ardilla o rotor bobinado y están directamente conectadas a la red, equipados con un partidor suave (Transistores, Diodos) y un banco de condensadores para compensar la potencia reactiva consumida principalmente en la partida.

⁵ La velocidad no es estrictamente fija, para ser más preciso es variable entre límites muy estrechos.

Por medio del control dinámico del deslizamiento, se puede obtener un rango pequeño en la variación de la velocidad del sincronismo, del orden del 2%, permitiendo actuar sobre la velocidad con que trabaja el generador.

En esta misma línea, existe una variante al generador de inducción que tiene dos enrollados conmutables con diferentes número de polos, 8 y 6 o 4, uno para velocidades de viento bajas y otro para velocidades de viento medias y altas respectivamente. También, para variar el deslizamiento, se fabrica otra variante del generador de inducción en la que se puede variar la resistencia rotórica (solo se aplica este método cuando el rotor es bobinado). Esta variación se controla por medio de un convertidor electrónico y se logra un 10% en variación de la velocidad de sincronismo [5] [6]. En la Figura 2.4 se muestran las topologías más comunes de aerogeneradores de velocidad fija.

Respecto al control aerodinámico, se han fabricado aerogeneradores comerciales con generador de inducción con rotor tipo jaula de ardilla, equipados con “*stall control*”, “*pitch control*” y “*active stall control*”. Y se han fabricado aerogeneradores con generador de inducción de rotor bobinado con “*pitch control*”.

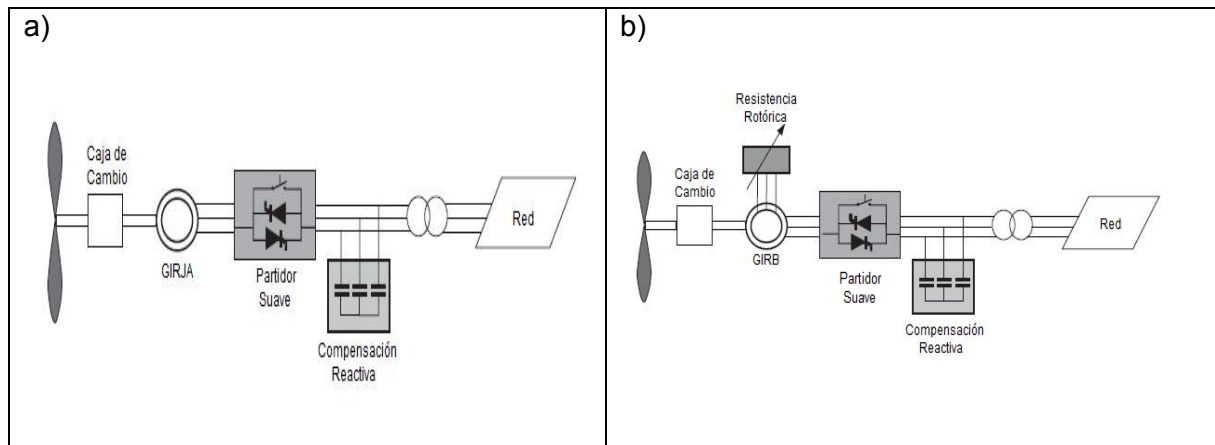


Figura 2.4: Configuración típica de aerogeneradores de velocidad fija. a) Generador de inducción con rotor jaula de ardilla (GIRJA); b) Generador de inducción rotor bobinado (GIRB).

Las principales ventajas de un aerogenerador de velocidad fija son: [6]

1. Gran sencillez constructiva y bajo costo.
2. Diseño robusto y confiable.
3. La experiencia que se tiene en el desarrollo de esta tecnología.

Y sus principales desventajas son:

1. Eficiencia más baja que los aerogeneradores de velocidad variable.
2. Necesidad de estar conectada a una red eléctrica.
3. Necesidad de suministro de potencia reactiva.
4. No es capaz de controlar la tensión.
5. No es capaz de suministrar energía reactiva a la red.
6. Su utilización en emplazamientos aislados es complicada.

2.3.2 Aerogeneradores de Velocidad Variable

Los aerogeneradores de velocidad variable están diseñados para alcanzar la máxima eficiencia en un intervalo de velocidad del viento. Para poder tener la velocidad variable y a la vez estar conectadas a la frecuencia fija de la red, el generador va conectado a un convertidor de frecuencia y tensión. Típicamente es un circuito electrónico de potencia rectificador-inversor (AC/DC-DC/AC). Además mediante el mismo convertidor y un adecuado control, se puede compensar la potencia reactiva, ajustar la tensión de salida a la de la red y tener un mecanismo de partida suave. (Lo que hace una diferencia con aerogeneradores de velocidad fija que utilizan compensación de reactivos y un mecanismo de partida suave externos)

Se utilizan principalmente dos tipos generadores; el generador de inducción doblemente alimentado de rotor bobinado y el generador síncrono con rotor de imanes permanentes o rotor bobinado. Las topologías típicas de estos aerogeneradores son mostradas en la Figura 2.5.

El generador de inducción doblemente alimentado (Ver Figura 2.5a) ha tenido un fuerte crecimiento en el mercado de aerogeneradores en las últimas décadas. El término “doblemente alimentado” se refiere a que la tensión en el estator es aplicada desde la red y que la tensión del rotor es inducida mediante el convertidor de frecuencia desde la red. El convertidor de frecuencia compensa las diferencias entre la frecuencia mecánica y la frecuencia eléctrica inyectando una corriente rotórica con frecuencia variable. Este sistema permite que el aerogenerador funcione en un amplio rango de velocidades de viento. Dependiendo de la condición de operación el flujo de potencia puede entrar o salir del rotor (deslizamiento $s < 0$ y $s > 0$). Cuando se está sobre la velocidad síncrona, el flujo de potencia va desde el rotor a la red y cuando se está por debajo de la velocidad síncrona va en sentido contrario. En ambos casos el estator alimenta de energía a la red. [6]

Otra configuración en la que se utiliza el generador de inducción de rotor bobinado en aerogeneradores de velocidad variable es la mostrada en la Figura 2.5b. En la que el generador está completamente desacoplado de la red por un convertidor de frecuencia y tensión que controla y adecua las variables eléctricas de salida del generador a las de la red. Esta configuración no es muy utilizada en la actualidad.

El generador síncrono es más caro y mecánicamente más complicado que el generador de inducción, pero tiene una ventaja importante con respecto a este: no necesita corriente reactiva magnetizante. Además resulta muy atractiva la idea de que esta máquina al poseer un número de polos adecuados, puede ser utilizada sin caja multiplicadora. El rotor de esta máquina puede ser de imanes permanentes o bobinado.

El generador síncrono con rotor bobinado (Ver Figura 2.5b) es ampliamente utilizado en la industria de generación por lo que sus características de control en estado permanente y ante fallas están bien estudiadas. Los enrollados del estator se conectan a la red por medio de un convertidor de frecuencia y tensión que desacopla la velocidad de rotación del rotor con la frecuencia de la red. El convertidor de frecuencia y tensión es capaz de adecuar las variables eléctricas de generación a las de la red. Se han desarrollado aerogeneradores comerciales con y sin caja multiplicadora con generador síncrono de rotor bobinado. [6]

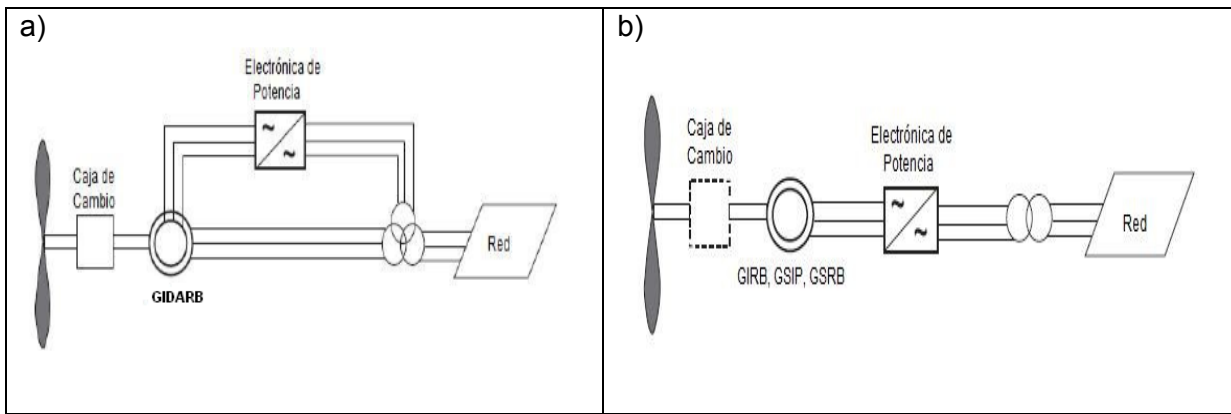


Figura 2.5: Configuración típica de aerogeneradores de velocidad Variable a) Generador de inducción doblemente alimentado con rotor bobinado (GIDARB). b) Generador de inducción con rotor bobinado (GIRB); Generador síncrono rotor de imanes permanentes (GSIP); Generador síncrono rotor bobinado (GSRB).

El actual desarrollo de las aleaciones de alto magnetismo remanente, ha hecho posible que el generador síncrono de imanes permanentes (Ver Figura 2.5b) represente una alternativa muy interesante. El empleo de imanes permanentes en el rotor, elimina la necesidad de anillos rozantes y escobillas para la alimentación del campo e implica una disminución considerable del volumen de la máquina. Además el hecho de tener autoexcitación permite una operación con un alto factor de potencia y de alta eficiencia. En este caso también es necesario utilizar un conversor de frecuencia y tensión capaz de adecuar las variables eléctricas de generación a las de la red.

El rotor está compuesto de polos de imanes permanentes los que pueden tener una configuración cilíndrica o de polos salientes. La configuración de polos salientes es la más común en máquinas de baja velocidad y es la más usada en aerogeneradores. Por la naturaleza síncrona de la máquina se hace difícil la sincronización y regulación de tensión a la partida. Tampoco es fácil mantener en sincronismo a la máquina en condiciones de falla o de velocidades de viento inestables. Otra desventaja es que los materiales magnéticos son caros y sensibles a la temperatura, lo que aumenta las pérdidas magnéticas en condiciones de altas temperaturas de la máquina, por ejemplo durante o después de una falla. Esto hace necesario un sistema adecuado de refrigeración. Se han desarrollado aerogeneradores comerciales con y sin caja multiplicadora con generador síncrono de rotor de imanes permanentes. [4] [6]

Dependiendo del fabricante, existen aerogeneradores con un mismo tipo de generador que tienen un distinto tipo de conversor de frecuencia y tensión, esto depende del tipo de control electromecánico o más bien, del objetivo del control que se utiliza [4]. Respecto al control aerodinámico, sin importar el tipo de generador, los aerogeneradores comerciales de velocidad variable están equipados con “pitch control”. [6]

Las principales ventajas de un aerogenerador de velocidad variable son las siguientes: [4]

1. Mayor eficiencia que los aerogeneradores de velocidad fija.
2. Se puede suministrar potencia reactiva a la red.
3. Permite que el aerogenerador trabaje en el entorno del punto óptimo de la curva de potencia en un rango determinado de velocidades de viento, lo que se traduce en un incremento de la energía capturada.

4. Permite que el rotor se acelere durante las ráfagas y desacelere una vez pasadas éstas. Con ello almacena en forma de energía cinética parte de la energía del viento y se entrega la energía almacenada a la red cuando el viento amaina.
5. Permite que los torques pulsantes debido a turbulencias produzcan una ligera fluctuación de velocidad en lugar de una deformación del eje. Esto conlleva una reducción de la fatiga del eje.
6. El control del sistema en parte del intervalo del funcionamiento, recae sobre el convertidor electrónico del generador. Con ello se reduce la actuación sobre el control de paso de pala, que somete al sistema a mayores esfuerzos.
7. Mejor capacidad de regulación de potencia activa y capacidad de regulación de potencia reactiva.
8. Las secuencias de arranque y de parada son más eficientes gracias a la flexibilidad que proporciona el sistema de control.
9. Es posible adecuar mejor la operación del aerogenerador al emplazamiento.
10. A bajas velocidades de viento, la velocidad del aerogenerador es menor, reduciéndose el nivel de ruido emitido.

Y sus principales desventajas son:

1. Tienen un mayor costo.
2. Tiene un diseño complejo.
3. Poseen circuito AC/DC-DC/AC, por lo que requieren mayor mantenimiento.
4. Requieren un filtro para suprimir armónicas de corriente no deseadas.
5. Tiene pérdidas en el equipo de electrónica de potencia.

2.4 Norma de Red de un Sistema Interconectado (SI)

Cada sistema interconectado (SI) está sujeto a una “norma de red” propia, asociada al diseño y coordinación de la operación de los sistemas eléctricos que operan interconectados en él. En ella se definen las exigencias que deben cumplir tanto los propietarios de las instalaciones del sistema, como quienes operan o coordinan las operaciones de dichas instalaciones. En Chile estas exigencias las deben cumplir las instalaciones de generación, líneas e instalaciones del sistema de transmisión, barras de consumo de usuarios (no sometidos a regulación de precios abastecidos directamente desde instalaciones de un Sistema de Transmisión), y según corresponda, las Instalaciones de Clientes.

En particular, en la norma de red se encuentran los requisitos que deben cumplir las instalaciones de generación en régimen de operación normal y ante contingencias o eventos, cuyas exigencias difieren dependiendo del tipo de energía utilizada para la generación. Así, en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) de Chile existen diferentes exigencias para centrales hidráulicas, eólicas, y termoeléctricas. En países, que tienen una fuerte penetración de energía eólica, también están incluidos en la norma de red requisitos especiales asociados a la generación eólica. Estos requisitos hacen que la instalación de energía eólica sea segura en régimen permanente y ante contingencias, además permite que su evaluación técnica y económica de un nuevo proyecto sea factible con mayor facilidad. [7]

2.4.1 Requerimientos de la NTSyCS de Chile

En Chile se definen cuatro estados de operación de un sistema Interconectado (SI); estado normal, estado de alerta, estado de emergencia y estado de recuperación. En cada estado de

operación se definen los requisitos de las variables eléctricas del SI. Como la frecuencia y tensión en cada barra del sistema de transmisión y los requisitos para las variables eléctricas de generación (tensión, frecuencia y potencia activa y reactiva).

2.4.1.1 Requerimientos en Régimen de Operación Permanente

2.4.1.1.1 Requerimientos del Factor de Potencia

EL valor de factor de potencia tiene que ver con el consumo o inyección de potencia reactiva del parque eólico al SI. En estado de operación normal un parque eólico debe ser capaz de entregar o absorber potencia reactiva al sistema de transmisión (en el PCC). Más específicamente; debe ser capaz de operar con factor de potencia unitario y cero a potencia activa nula y máxima. Además, debe ser capaz de operar con un factor de potencia de 0,95, inductivo o capacitivo, a potencia activa y reactiva máximas. El factor de potencia de un parque eólico no puede ser menor a 0,95 inductivo o capacitivo. Gráficamente el factor de potencia de un parque eólico debe al menos contener los puntos mostrados en la Figura 2.6. [8]

En estado de Alerta, cada aerogenerador de un parque eólico debe ser capaz de aportar el máximo de potencia reactiva por un tiempo menor a 30 minutos, siempre manteniendo la tensión en sus terminales en los rangos admisibles de operación.

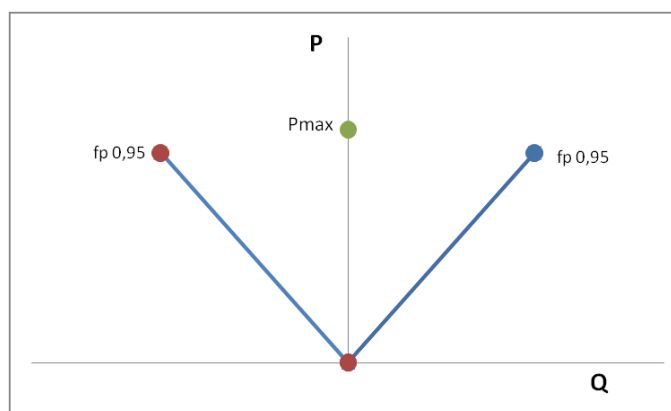


Figura 2.6: Rango el factor de potencia para un parque eólico en la NTSyCS de Chile.

Para la asignación de recursos y márgenes de control de potencia reactiva, (En el “Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva”) se considera que los parques eólicos en estado normal tengan un factor de potencia 0,98 inductivo o capacitivo. Mientras que ante una contingencia simple los parques eólicos operen a lo más con factor de potencia 0,95 inductivo y capacitivo.

2.4.1.1.2 Rango de Tensión

El nivel de tensión en el PCC depende de la tensión del sistema de transmisión. En general se permite un rango de variación de tensión en régimen de operación normal. En Chile el sistema de transmisión, debe contar con el equipamiento necesario que permita el control de tensión y el suministro de potencia reactiva. Y debe mantener la tensión en las barras dentro de los rangos indicados en la Tabla 2.1. [8]

Sistema de Transmisión						
Nivel de tensión	Estado Normal		Estado Alerta		Estado Emergencia	
	Límite inferior	Límite Superior	Límite inferior	Límite Superior	Límite inferior	Límite Superior
$V \geq 500$ [kV]	0,97	1,03	0,96	1,04	0,95	1,05
$200 \text{ [kV]} \leq V < 500$ [kV]	0,95	1,05	0,93	1,07	0,9	1,1
$V < 200$ [kV]	0,93	1,07	0,91	1,09	0,9	1,1

Tabla 2.1: Requisitos de tensión en las barras del Sistema de Transmisión.

En casos especiales y justificados se puede tener un rango de tensión diferente al especificado en la Tabla 2.1, para lo cual la “Dirección de operaciones” debe realizar un estudio específico que se debe actualizar cada 2 años.

2.4.1.1.3 Requisitos para la Frecuencia

La norma de red exige que los componentes de un sistema eléctrico (en particular un parque eólico) sean capaces de operar en un rango de frecuencia en torno a la frecuencia nominal por un tiempo determinado y señala que se deben tomar acciones de control para mantenerse operando dentro de dicho rango. Si el elemento opera en un rango crítico de frecuencia por un tiempo determinado debe desconectarse. [8]

En Chile, la frecuencia nominal es 50 [Hz] y el sistema debe tomar las medidas posibles para que la frecuencia del sistema permanezca constante y esté dentro de un rango no peligroso. Para ello, se le exige a toda unidad generadora que debe continuar operando bajo la acción de su Control de Velocidad para las variaciones de la frecuencia que estén dentro de los límites de operación en sobre y subfrecuencia que se indican en la Tabla 2.2:

Límite inferior (mayor que) [Hz]	Límite Superior (menor o igual que) [Hz]	Tiempo mínimo de operación		
		Hidroeléctricas	Termoeléctricas	Eólicas
49	50	Permanente	Permanente	Permanente
48	49	90 segundos	90 segundos	90 segundos
47,5	48	15 segundos	15 segundos	15 segundos
47	47,5	5 segundos	Desconexión	Desconexión
50	51	Permanente	Permanente	Permanente
51	51,5	90 segundos	90 segundos	Desconexión
51,5	52	90 segundos	5 segundos	Desconexión
52	52,5	15 segundos	Desconexión	Desconexión
52,5	53	5 segundos	Desconexión	Desconexión

Tabla 2.2: Requisitos para la frecuencia en la NTSyCS de Chile.

Además, toda unidad generadora debe ser capaz de operar a potencia nominal para frecuencias en el rango 49,5- 51 [Hz] y ser capaz de operar a valores superiores o iguales al 80% de la potencia nominal para frecuencias en el rango 47,5 - 49,5 [Hz].

Respecto a las variaciones de frecuencia del sistema, se acepta que está en régimen permanente para el estado normal y de alerta, que el valor promedio de la frecuencia fundamental, medida en intervalos de 10 segundos durante todo un período de 7 días se encuentre en los rangos siguientes:

- a. Sistemas con capacidad instalada en generación superior a 100 [MW], en los cuales el aporte de centrales hidroeléctricas, durante los 7 días de control, supere el 60% del consumo total:
 - Sobre 49,8 [Hz] y bajo 50,2 [Hz] durante al menos del 99% del período
 - Entre 49,3 [Hz] y 49,8 [Hz] durante no más de 0,5% del período
 - Entre 50,2 [Hz] y 50,7 [Hz] durante no más de 0,5% del período
- b. Sistemas con capacidad instalada en generación superior a 100 [MW], en los cuales el aporte de centrales hidroeléctricas, durante los 7 días de control, supere el 60% del consumo total:
 - Sobre 49,8 [Hz] y bajo 50,2 [Hz] durante al menos del 97% del período
 - Entre 49,3 [Hz] y 49,8 [Hz] durante no más de 1,5% del período
 - Entre 50,2 [Hz] y 50,7 [Hz] durante no más de 1,5% del período

En estado de emergencia se aceptan variaciones de frecuencia de $\pm 1\%$, esto es, un valor mínimo de 49,5 [Hz] y un valor de 50,5 [Hz].

2.4.1.1.4 Requisitos para el Flicker

El *flicker* se define como cambios rápidos en la tensión RMS (Ver Anexo D). En Chile, las instalaciones deberán operar de modo de cumplir con los límites de severidad de *flicker* de las normas internacionales IEC 868, EN 60868 y EN 61000-4-15. [8]

Se exige que el índice de severidad de *flicker* de corto plazo (Pst), debe ser evaluado estadísticamente en intervalos de 10 minutos, durante un periodo consecutivo de una semana cualquiera del año y que este no debe exceder el valor de 1 para tensiones iguales o inferiores a 110 [kV] y no ser mayor a 0,8 para tensiones superiores a 110 [kV].

Se exige que el índice de severidad de *flicker* de largo plazo (Plt), evaluado estadísticamente en intervalos de dos horas durante un período de registro de mediciones de una semana cualquiera del año y no deberá exceder 0,8 para tensiones inferior a 110 [kV] y no exceder 0,6 para tensiones superiores 110 [kV].

2.4.1.1.5 Requisitos para la Introducción de Armónicos en la Red

En Chile, la NTSyCS exige a un parque eólico limitar su contribución a la contaminación de la red exigiendo que la distorsión de armónicos de corriente y tensión estén dentro de los rangos indicados a continuación. [8]

En el caso de los armónicos de corriente, se define el “índice de distorsión de armónicos de corriente” (THDi⁶) como:

$$THDi = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{k=50} I_k^2}}{I_1} \quad (2.1)$$

⁶ THDi: *Total Harmonic Distorsion of current*, sus siglas en inglés.

Donde, I_k es la componente de armónica de corriente de orden k e I_1 es la componente fundamental de corriente.

En condiciones normales de operación se deberá medir, una semana cualquiera del año, los valores estadísticos de las armónicas de corrientes y su índice de distorsión total (THDi) se debe cumplir que el 95% de estos valores estén dentro de lo que dice la Tabla 2.3.

Donde, ISC es la máxima corriente de cortocircuito en el PCC y IL es la máxima corriente de carga (valor efectivo) de frecuencia fundamental en el PCC, que se calcula como el promedio de doce valores previos de las máximas demandas mensuales. Las armónicas pares están limitadas al 25% de los límites establecidos para las armónicas impares. Y se controla hasta la armónica 50. (No hay requisitos para armónicas de corriente cuando la tensión es mayor a 220 [kV])

I_{sc}/I_L	Orden de la armónica (armónicas impares)					THD
	$H < 11$	$11 \leq H < 17$	$17 \leq H < 23$	$23 \leq H < 35$	$35 \leq H$	
≤ 20	4	2	1,5	0,6	0,3	5
20-50	7	3,5	2,5	1	0,5	8
50-100	10	4,5	4	1,5	0,7	12
100-1000	12	5,5	5	2	1	15
≥ 1000	15	7	6	2,5	1,4	20

Tabla 2.3: Máxima Distorsión Armónica de corriente en el sistema eléctrico expresada como porcentaje del valor de corriente máxima de carga a frecuencia fundamental para tensiones de 20 [V] a 100 [kV].

En el caso de los armónicos de tensión el sistema debe cumplir con los rangos que se establecen en la norma IEEE519-1992. Se define el “índice de distorsión de armónicos de tensión” (THDv⁷) como:

$$THDv = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{k=50} V_k^2}}{V_1} \quad (2.2)$$

Donde, V_k es la componente de armónica de tensión de orden k e V_1 es la componente fundamental de tensión.

En condiciones normales de operación se deberá medir, una semana cualquiera del año, los valores estadísticos de las armónicas de tensión y su índice de distorsión total (THDv). Se debe cumplir que el 95% de estos valores estén dentro de lo que dice la Tabla 2.4.

⁷ THDv: Total Harmonic Distorsion of tensión, sus siglas en inglés.

Armónicas impares no múltiplos de 3			Amónicas impares múltiplos de 3			Pares		
Orden	Armónica tensión(%)		Orden	Tensión(%)		Orden	Tensión (%)	
	≤110 [kV]	>110 [kV]		≤110 [kV]	>110 [kV]		≤110 [kV]	>110 [kV]
5	6	2	3	5	2	2	2	1,5
7	5	2	9	1,5	1	4	1	1
11	3,5	1,5	15	0,3	0,3	6	0,5	0,5
11	3	1,5	21	0,2	0,2	8	0,5	0,4
13	3	1,5	>21	0,2	0,2	10	0,5	0,4
17	2	1	X			12	0,2	0,2
19	1,5	1				>12	0,2	0,2
23	1,5	1				X		
25	1,5	0,7						
>25	0,2+1,3*25/h	0,2+1,3*25/h						

Tabla 2.4: Máxima distorsión armónica de tensión en el sistema eléctrico de Chile, los valores de tensión armónicas se expresan en porcentaje de la tensión nominal.

El índice de distorsión de armónica de tensión máxima para tensiones inferiores o iguales a 110 [kV] debe ser inferior a 8% y para tensiones superiores a 110 [kV] inferior al 3%.

2.4.1.2 Requerimientos en Régimen de Operación ante Contingencias.

2.4.1.2.1 Requerimientos de "Fault Ride Through".

El "fault ride through" (FRT) se refiere a la capacidad de las unidades de un parque eólico a recuperar en forma dinámica su tensión, después de que en el sistema de transmisión haya ocurrido una falla y a su vez recuperar en forma palatina la potencia generada. [8]

En la NTSyCS de Chile se exige que las unidades de un parque eólico deberán estar diseñadas de modo de asegurar que el parque se mantenga en servicio cuando la tensión en el PCC varíe, a consecuencia de una falla en el sistema de transmisión, dentro de la zona achurada de la siguiente figura:

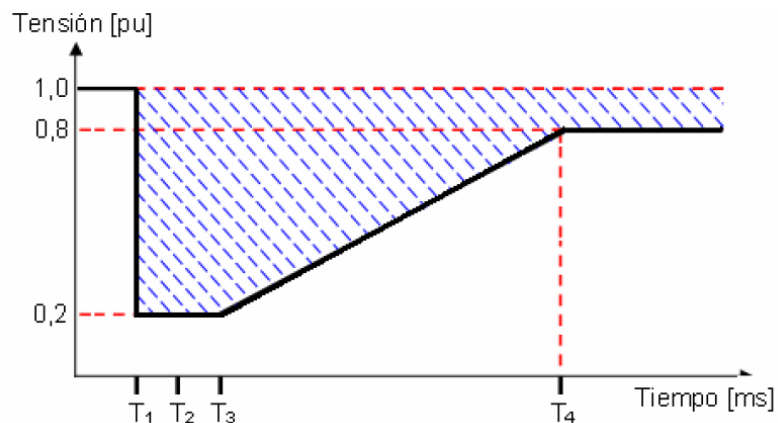


Figura 2.7 : Requisito de recuperación dinámica de tensión según la NTSyCS de Chile. [7]

Siendo $T_1=0$ [ms], el tiempo de inicio de la falla, $T_2= T_{MDF}$ que es el tiempo máximo para despeje de falla, $T_3 = T_2 +20$ [ms] y $T_4 = 1000$ [ms].

2.4.2 Requerimientos de Normas Internacionales de Conexión de Generación Eólica.

En la Universidad Técnica de Dinamarca se elaboró un estudio en el que se comparan los requerimientos para la conexión de energía eólica expuestos en la norma de red de seis países elegidos por su alta penetración de energía eólica. Este estudio es dividido según los requerimientos en régimen de operación en régimen permanente y en régimen de operación ante contingencias o fallas. [7] [9]

2.4.2.1 Requerimientos en Régimen de Operación Permanente.

2.4.2.1.1 Requerimientos del Factor de Potencia

En las normas de red de países con alta penetración eólica el requerimiento para el factor de potencia varía según distintos criterios técnicos.

La norma de red de Canadá establece un rango para el factor de potencia de 0,9 capacitivo a 0,95 inductivo. Un parque eólico deberá ser capaz de operar en cualquier punto de operación dentro de dicho rango. En el Reino Unido la norma es menos exigente, el rango para el factor de potencia es de 0,95 inductivo a 0,95 capacitivo.

En Dinamarca, Irlanda y Escocia el factor de potencia depende de la potencia activa de generación del parque eólico. En Dinamarca se exige que el módulo de la razón entre potencia reactiva y potencia activa sea menor o igual a 0,1, es decir, que la potencia reactiva generada pueda llegar a ser a lo más de un 10% de la potencia activa generada. (Ver Figura 2.8). En general se asegura que cuando el parque está generando mucha potencia activa pueda generar potencia reactiva, y que cuando genera poca potencia no consuma excesiva potencia reactiva.

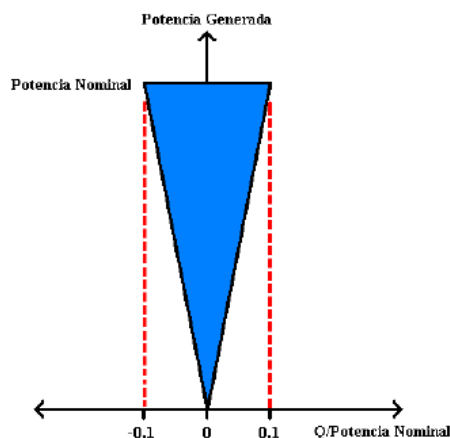


Figura 2.8: Rangos de Factor de Potencia Norma de Dinamarca. [7]

En Irlanda, si la potencia activa de un parque eólico está entre un 50% a 100% de su capacidad instalada, el factor de potencia del parque debe estar entre un 0,95 inductivo a 0,95 capacitivo. Cuando la potencia activa es menor a 50% se exige que el factor de potencia pueda variar en un rango más amplio, 0,85 inductivo a 0,85 capacitivo, es decir se puede inyectar o absorber el mismo nivel de potencia reactiva cuando baja la potencia activa generada por el parque, como lo muestra la Figura 2.9. Cuando la potencia activa generada es menor al 10%, la potencia reactiva es alterada para mantener la tensión en la red.

En Escocia, si la potencia activa de un parque eólico está entre un 20% a 100% de su capacidad instalada, el factor de potencia del parque debe poder ser 0,95 inductivo, mientras que si la potencia activa de un parque eólico está entre un 50% a 100% de su capacidad instalada, el factor de potencia del parque eólico debe poder ser 0,95 capacitivo. Cuando la potencia activa de generación es menor a 50%, se exige que el parque absorba menos potencia reactiva de la red, el factor de potencia debe permanecer dentro del área de la Figura 2.9. Cuando la potencia activa del parque eólico es menor al 20% de la capacidad instalada, la potencia reactiva debe estar en un rango de 5% de la potencia activa. [9]

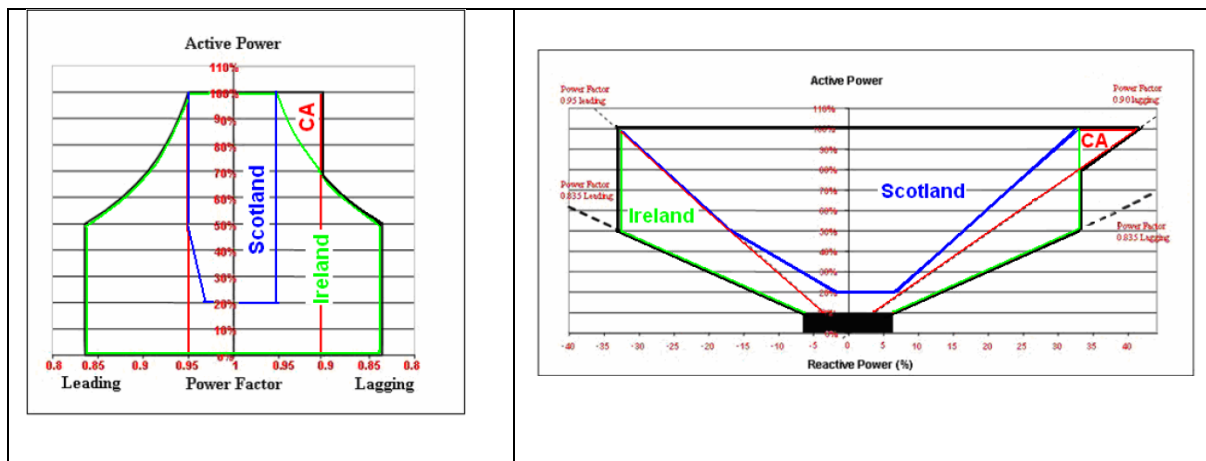


Figura 2.9: Rango del factor de potencia en las normas de red de Escocia, Irlanda y Canadá.

En Alemania (EON), si el parque eólico tiene una capacidad instalada menor a 100 MW el rango de variación del factor de potencia es 0,95 inductivo a 0,95 capacitivo, pero si la capacidad instalada del parque es mayor a 100 MW el rango de variación del factor de potencia depende del nivel de tensión de la red como lo muestra la Figura 2.10. Cuando la tensión es baja el parque debe ser capaz de suministrar potencia reactiva a la red y cuando la tensión es alta el parque eólico debe ser capaz de absorber potencia reactiva. Así el control del factor de potencia es parte de la regulación primaria de tensión.

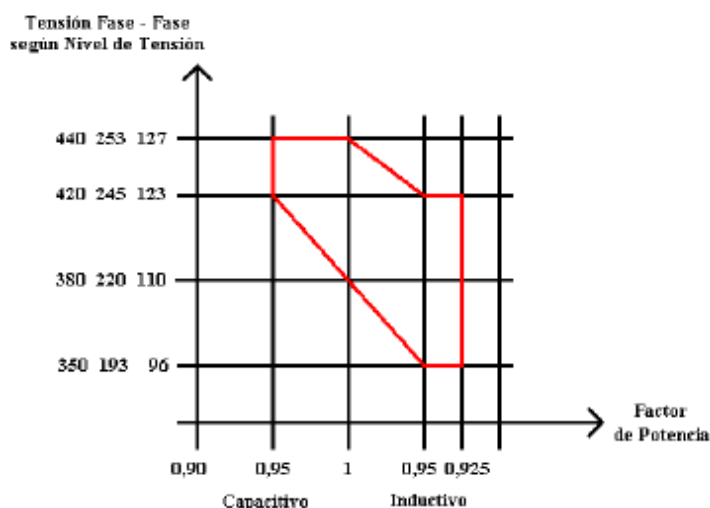


Figura 2.10: Rangos Factor de Potencia Norma Alemana. [7]

2.4.2.1.2 Reducción de Potencia Activa

Se requiere limitar o reducir la potencia activa generada en un parque eólico cuando la potencia generada por el parque supera la demanda del consumo. Si no se limita, incrementa la inercia del sistema de transmisión lo que causaría un incremento en la frecuencia del sistema. También se limita la potencia generada por un parque eólico cuando la demanda aumenta en días en que hay baja generación eólica y las centrales convencionales deben compensar el crecimiento de la demanda.

La cantidad de potencia reducida depende de la capacidad instalada, la localización, la confiabilidad del pronóstico del viento y temas económicos por lo que no puede ser descrita en forma precisa. Pero en cualquier punto de operación del parque debe ser posible limitar o reducir la potencia activa de generación. Los rangos de reducción del gradiente de potencia activa son de tamaño variable y dependen de la capacidad instalada, localización, etc.

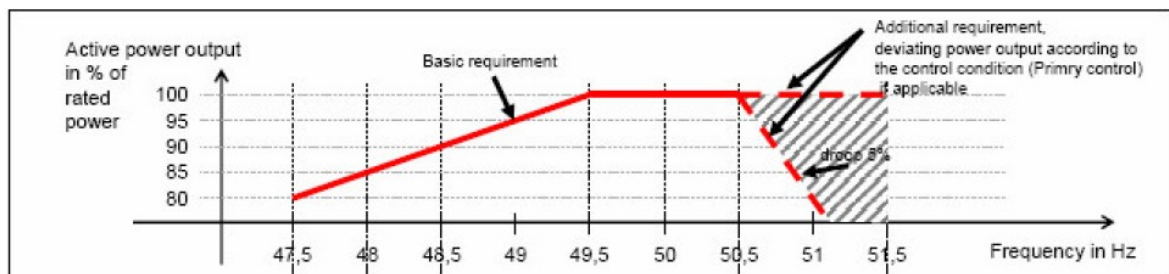


Figura 2.11: Requerimientos de reducción de potencia activa.

Cuando aumenta la frecuencia del sistema, se aplica el control primario de frecuencia o se disminuye la potencia generada del parque eólico. Una vez restablecida la frecuencia del sistema a valores permitidos se aumenta la potencia generada por el parque eólico. (Ver Figura 2.11).

2.4.2.1.3 Rango de Tensión

El nivel de tensión en el PCC depende de la tensión del sistema de transmisión. En general se permite un rango de variación de tensión en régimen de operación normal, este rango es diferente para cada país e incluso algunas normas permiten un mayor rango de variación de tensión durante un tiempo limitado (Dinamarca, Escocia y Reino Unido). En la Tabla 2.5 se muestra el nivel y rango de tensión en normas de red de países con alta penetración eólica.

	Alemania		Irlanda		Dinamarca		Escocia		Inglaterra	
	Nivel	Rango	Nivel	Rango	Nivel	Rango	Nivel	Rango	Nivel	Rango
Operación normal	400[kV]	-8% → 10%	400[kV]	-13% → 5%	400[kV]	-10% → 5%	400[kV]	-5% → 5%	400[kV]	-10% → 5%
	220[kV]	-13% → 12%	220[kV]	-9% → 12%	150[kV]	-3% → 13%	275[kV]	-10% → 10%	275[kV]	-10% → 10%
	110[kV]	-13% → 12%	110[kV]	-10% → 12%	132[kV]	-5% → 10%	132[kV]	-10% → 10%	132[kV]	-10% → 10%
Tiempo limitado ⁸	X	X	X	X	400[kV]	-20% → 10%	400[kV]	-10% → 10%	400[kV]	-10% → 10%
					150[kV]	-10% → 20%	275[kV]	-15% → 15%	275[kV]	-10% → 10%
					132[kV]	-10% → 18%	132[kV]	-20% → 20%	132[kV]	-10% → 10%

Tabla 2.5: Requisitos para el rango de tensión Normas de Alemania, Irlanda, Dinamarca, Escocia e Inglaterra.

Se debe notar que existen excepciones en la norma de red de algunos de estos países. Mayores o menores rangos de tensión que los mostrados en la tabla se permiten según el lugar de conexión a la red del parque eólico.

2.4.2.1.4 Requisitos para la Frecuencia

La norma de red exige que los componentes de un sistema eléctrico (en particular un parque eólico) sean capaces de operar en un rango de frecuencia y que se deban tomar acciones de control para mantenerse operando dentro de dicho rango. Además, la norma de red tiene intervalos críticos de frecuencia donde los componentes del sistema eléctrico deben ser capaces de operar por un tiempo determinado antes de desconectarse. En la siguiente tabla se muestra los requerimientos para la frecuencia de países con alta penetración eólica.

Tiempo de Operación					
Frecuencia	Dinamarca	Alemania	Irlanda	Escocia	Inglaterra
52 a 53 [Hz]	3 [min]	Desconexión	Desconexión	Desconexión	Desconexión
51,5 a 52 [Hz]	30 [min]	Desconexión	60 [min]	Permanente	Permanente
51 a 51,5 [Hz]	30 [min]	Desconexión	60 [min]	Permanente	Permanente
50,5 a 51 [Hz]	30 [min]	Permanente	60 [min]	Permanente	Permanente
49,5 a 50,5 [Hz]	Permanente	Permanente	Permanente	Permanente	Permanente
47,5 a 49,5 [Hz]	30 [min]	Permanente	60 [min]	Permanente	Permanente
47 a 47,5 [Hz]	3 [min]	Desconexión	20 [seg]	20 [seg]	20 [seg]
Menor a 47[Hz]	Desconexión	Desconexión	20 [seg]	20 [seg]	20 [seg]

Tabla 2.6: Requisitos para la frecuencia en las normas de red de Dinamarca, Alemania, Irlanda, Escocia e Inglaterra.

Además, el parque eólico debe permanecer conectado al sistema de transmisión cuando la frecuencia cambia en razón de 9,5 [Hz] por segundo. Cuando la frecuencia del sistema en el PCC no cumple con los requerimientos de la Tabla 2.6, el parque eólico debe ser desconectado sin retraso.

2.4.2.1.5 Requisitos para el Flicker

En Dinamarca, se obtiene la medida del flicker según la norma IEC 61000-3-7 y se exige que en régimen permanente los cambios rápidos en la amplitud de la tensión no deben exceder el 3%

⁸ Tiempo limitado: Dinamarca 1 hr; Escocia e Inglaterra 15 min.

de la tensión nominal en ningún momento. El nivel de severidad del *flicker* de corto plazo Pst⁹ (medido en 10 minutos) debe ser menor a 0,3 y el nivel de severidad del *flicker* de largo plazo Plt (medido en 2 horas) debe ser menor a 0,2. [9] [10]

En el Reino Unido, en régimen permanente el nivel de severidad del *flicker* de corto plazo Pst debe ser menor a 1 cuando la tensión es menor a 132 [kV] y menor a 0,8 si la tensión es mayor a 132 [kV]. El nivel de severidad del *flicker* de largo plazo Plt debe ser menor a 0,8 cuando la tensión es menor a 132 [kV] y menor a 0,6 si la tensión es mayor a 132 [kV]. [10]

Se debe notar que la norma de red de Dinamarca es mucho más exigente que la norma de red del Reino Unido. Además que en las normas de red de Irlanda y Alemania no se menciona el *flicker*.

2.4.2.1.6 Requisitos para la Introducción de Armónicos en la Red

En Dinamarca la norma de red define el nivel de distorsión de armónico de orden n, Dn se define como:

$$Dn = \frac{U_n}{U_1} \cdot 100\% \quad (2.3),$$

Y la distorsión efectiva de armónicos THD¹⁰ se define como:

$$THD = 100 \cdot \sqrt{\sum_2^n Dn^2 \%} \quad (2.4)$$

La norma de red de Dinamarca exige para un parque eólico que Dn se menor a 1% para n entre 1 y 51 y que THD sea menor al 1,5%. La norma de red de Irlanda también exige que THD sea menor a 1,5%. En el Reino Unido y Escocia la Norma de red exige que se cumpla el estándar ER G5/4 “*Planning Levels for Harmonic Voltage Distortion and the Connection of Non-Linear Loads to the transmission systems and Public Electricity Supply Systems in the United Kingdom*”.

2.4.2.2 Requerimientos en Régimen de Operación ante Contingencias

2.4.2.2.1 Requerimientos de “Fault Ride through”(FRT)

Las normas de red internacionales de países con alta penetración eólica requieren que cuando sucede un cortocircuito de cualquier tipo en el sistema de transmisión en un punto cercano al parque eólico y es despejado antes de 150 [ms], este debe ser capaz de recuperar en forma dinámica la tensión según márgenes establecidos en la norma de red. Además de recuperar en forma paulatina la potencia generada. Esto es lo que se denomina capacidad de “*Fault Ride*

⁹ El Pst y Plt están definidos en IEC 61000-3-7. (Ver Anexo D)

¹⁰ THD: *Total Harmonic Distorsion*, sus siglas en inglés.

Through". Las siguientes figuras muestran los requerimientos de *Fault Ride Through* de las normas de red de Alemania, Escocia y e Irlanda.

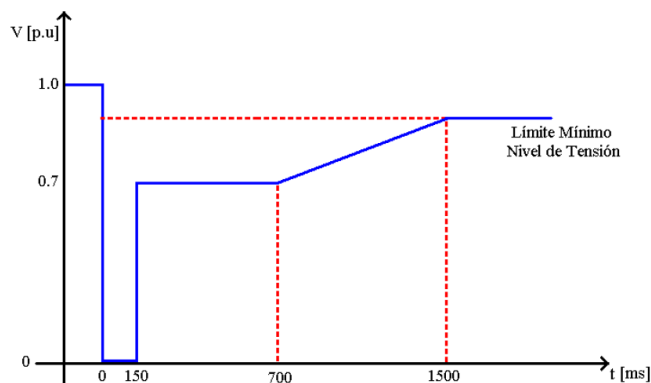


Figura 2.12: Requerimiento para la tensión durante una contingencia, norma de red alemana. [7]

La norma de red de Alemania exige que una vez despejado el cortocircuito la tensión a la salida del parque eólico este por sobre 0,7 en p.u. y que esta aumente después de 700 [ms] llegando a un nivel mínimo de tensión a los 1,5 [s].

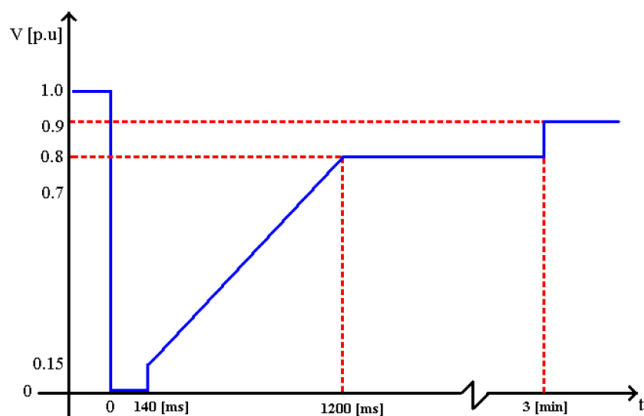


Figura 2.13: Requerimiento para la tensión durante una contingencia, norma de red de Escocia. [7]

La norma de red en Escocia es más permisiva, exige que una vez despejado el cortocircuito la tensión a la salida del parque eólico aumente por sobre la línea azul del gráfico, llegando a ser mayor o igual a 0,8 en p.u. a los 1,2 [s], permitido mantener este valor hasta 3 [s], después de este tiempo la tensión debe estar dentro del rango permitido.

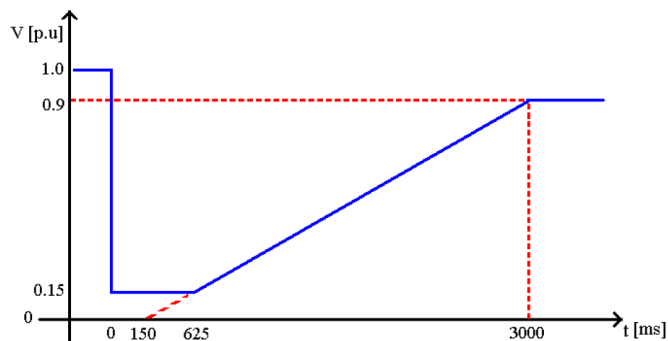


Figura 2.14: Requerimiento para la tensión durante una contingencia, norma de red irlandesa. [7]

En Irlanda una vez despejado el cortocircuito se permite que la tensión a la salida del parque eólico sea a lo menos 0,15 en p.u por un tiempo de 625 [ms], después de ese tiempo debe aumentar por sobre la línea azul del gráfico y llegar a ser mayor igual a los 0,9 en p.u a los 3 [min].

Así, la norma de red Irlandesa permite que el parque se recupere más lento que en las normas de red de Alemania y Escocia y privilegia la no desconexión del parque eólico. La norma de red Alemana es la más exigente. Si el parque eólico no logra mantenerse por sobre la línea azul de los gráficos anteriores debe desconectarse de sistema.

El sistema de protección y control del parque eólico debe estar configurado respetando la norma de red del lugar de emplazamiento del parque y deben incluir los requerimientos de "fault ride through" de las curvas anteriores. Además, una vez despejada la falla el parque se debe proveer potencia reactiva con tal de elevar la tensión, como lo muestra la siguiente figura.

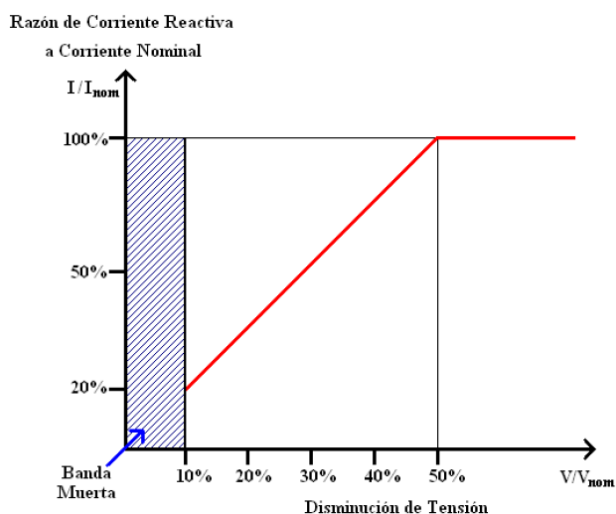


Figura 2.15: Requisitos de aporte de corriente reactiva durante caídas de tensión. [9]

En la Figura 2.15, se muestra la mínima exigencia de aporte de reactivos al sistema por parte de un parque eólico durante el régimen transitorio frente una fuerte caída de tensión en el PCC. En resumen para disminución de tensión menor al 10% de la tensión nominal, existe una banda muerta en la cual no se le exige ningún requerimiento de aporte de reactivos. Pero si la tensión cae en valores mayores al 10% de la tensión nominal, se le exige al parque por lo menos aportar con un 20 % de la corriente nominal de generación en corriente reactiva, por cada 10 % de reducción en la tensión, de tal manera de llegar a la corriente nominal frente a una reducción igual o superior al 50 % de la tensión en bornes.

La exigencia anterior nace de la necesidad de evitar colapsos de tensión en el sistema producto del uso de tecnologías de aerogeneradores que consumen reactivos durante el régimen transitorio ocurrido después del cortocircuito. Lo anterior obliga la instalación de equipos de compensación reactiva que permita entregar reactivos al parque eólico durante el régimen transitorio.

2.5 Variabilidad y Predicción del Viento

Es muy importante tener en cuenta la variabilidad del recurso viento en estudios de sistemas eléctricos ya que está es proporcional a la variabilidad de potencia eólica generada en el sistema. Conociendo las condiciones climáticas, se puede predecir como varía el recurso viento en un sistema eléctrico. En la figura siguiente se muestra como varía la potencia generada por un aerogenerador, un parque eólico y todos los parques eólicos de Alemania durante 10 días de medición.

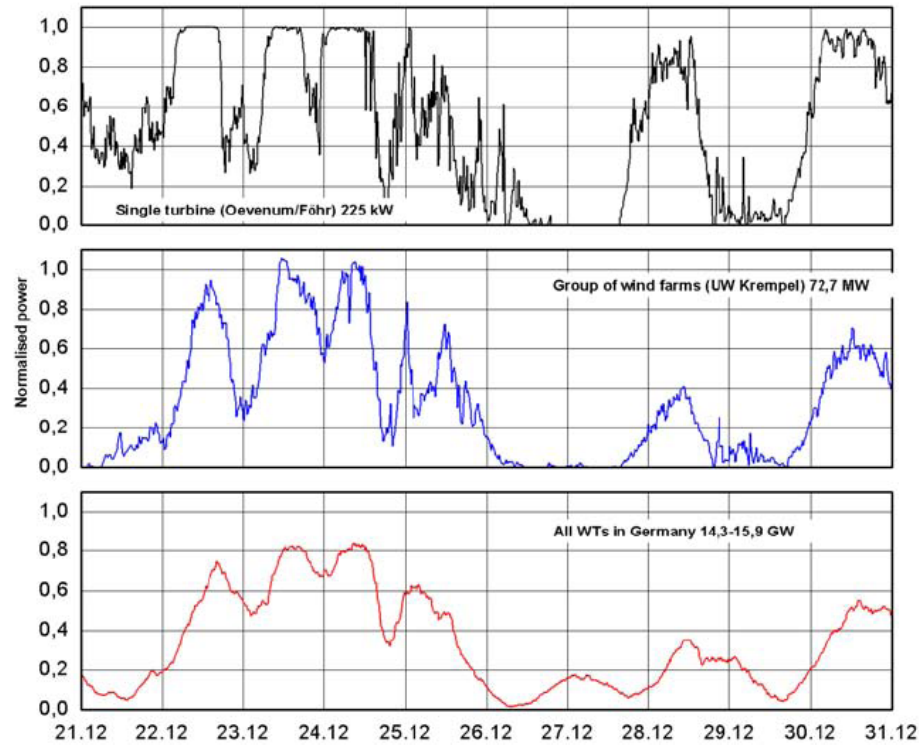


Figura 2.16: Potencia a la salida de un aerogenerador, un parque eólico y todos los parques eólicos de Alemania durante 10 días de medición.

En un parque eólico cada aerogenerador recibe distinta velocidad de viento, debido a la distribución espacial de estos en el área de emplazamiento del parque, por lo que la potencia de cada aerogenerador es distinta y la potencia del parque será la suma de estas. Entonces la variabilidad de potencia generada de un parque eólico disminuye (o se suaviza) en la medida que el número de aerogeneradores del parque aumente y se distribuyan en un área mayor. Así mismo, la variabilidad de potencia eólica generada por un grupo de parques eólicos tiene una menor variabilidad en la medida en que estén distribuidos en un área más grande (poca correlación del viento que reciben) y que el número de parques eólicos en el sistema sea mayor. La variabilidad del recurso eólico depende también de la ubicación de los parques eólicos en el sistema, por ejemplo en la costa el recurso el viento es más coherente que en tierra firme.

Un parque eólico puede tener producción cero algunas horas al año. Luego, mientras más parques eólicos tenga un sistema menos son las horas en que la potencia eólica generada es cero. La pérdida repentina de toda la generación eólica de un sistema eléctrico debida a una baja repentina de viento tiene una muy baja probabilidad. La pérdida repentina de generación eólica debida a caídas de tensión en la red se previene exigiendo la capacidad de *fault ride*

through a los parques eólicos del sistema. Pero, se puede dar en el caso que exista una tormenta, en la que los aerogeneradores deben desconectarse por exceso de viento, y se pierda repentinamente gran cantidad de energía eólica, lo que es un problema grande para el operador del sistema y debe ser previsto mediante la predicción del recurso viento. Esto ha sucedido en sistemas eléctricos con gran penetración eólica. Por ejemplo; [11]

- En Dinamarca el 8 de febrero del 2005 de 2000 [MW] de potencia eólica (83% de la capacidad eólica instalada) en 6 horas decrece a 12 [MW] (0,5% de la capacidad instalada).
- En el norte de Alemania el 24 de diciembre de 2004 de 4000 [MW] de potencia eólica (58% de la capacidad eólica instalada) en 10 horas decrece con una rampa de 16 [MW/min] al 0,2% de la capacidad eólica instalada.
- En Irlanda, de 63 [MW] de potencia eólica (12% de la capacidad eólica instalada) en 12 horas crece a 338 [MW] (68% de la capacidad eólica instalada).
- En Portugal el 1 de Junio del 2006, de 700 [MW] de potencia eólica (12% de la capacidad eólica instalada) en 8 horas decrece a cero.

La variabilidad del recurso viento es pequeña en escala de tiempo de segundos y minutos, mientras que para escalas de tiempo de horas y días la variabilidad del recurso viento puede ser grande. Es de interés entonces la predicción del recurso viento para en la escala de tiempo de las horas y días, ya que la variación de energía eólica puede ser grande incluso cuando los parques eólicos están distribuidos en un área grande. [11]

Datos sobre variación máxima y mínima de potencia eólica para países con alta penetración este tipo de energía se muestran en la Tabla 2.7.

			10-15 minutos		1 horas		4 horas		12 horas	
Región	Tamaño [Km ²]	Nº de Parques Eólicos	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Dinamarca	300 x 300	>100			-23%	+20%	-62%	+53%	-74%	+79%
Oeste Dinamarca	200 x 200	>100			-26%	+20%	-70%	+57%	-74%	+84%
Este Dinamarca	200 x 200	>100			-25%	+36%	-65%	+72%	-74%	+72%
Irlanda	280 x 480	11	-12%	+12%	-30%	+30%	-50%	+50%	-70%	+70%
Portugal	300 x 800				-16%	+13%	-34%	+23%	-52%	+43%
Alemania	400 x 400	>100	-6%	+6%	-17%	+12%	-40%	+27%		
Finlandia	400 x 900	30			-15%	+16%	-40%	+40%	66%	59%
Suecia	400 x 900	56			-17%	+19%	-40%	+40%		

Tabla 2.7: Variación de potencia eólica generada extrema como porcentaje de la potencia eólica instalada para distintas escalas de tiempo y distintos sistemas eléctricos de países con alta penetración eólica.

La predicción del recurso viento sin duda trae beneficios al sistema eléctrico. Beneficios como la reducción de los costos del sistema, por ejemplo mediante la elección óptima del horario de partida y salida de centrales convencionales, reducción del riesgo de exceder la capacidad del sistema de transmisión debido a un exceso de generación eólica, permite también la un mejora en la seguridad del sistema tomando la generación eólica en cuenta. La predicción se hace totalmente necesaria cuando el sistema tiene una alta penetración de energía eólica, no así cuando la penetración eólica en el sistema es baja.

La predicción del recurso viento es un tema poco desarrollado, en comparación a la predicción de la demanda del sistema. Se tiene un bajo nivel de precisión y se producen errores tanto en el nivel de energía debida al viento como en el tiempo en que está energía es entregada al sistema. Pero la experiencia demuestra que en forma general si se puede predecir la energía eólica. Para un solo parque eólico el promedio de error en la predicción diaria es de 10 al 20%, como porcentaje de la capacidad nominal del parque. Pero, cuando se predice la energía diaria de más parques eólicos ubicados en un área común el promedio del error en la predicción es menor y está dentro de un 10% de la capacidad nominal de dichos parques. El promedio de error en la predicción disminuye si el área es mayor y aumenta si el intervalo de predicción es mayor.

Existen distintos métodos para predecir el recurso viento y la energía eólica entregada al sistema. Todos se basan en la “predicción numérica del clima”. Es decir, utilizan datos meteorológicos del viento en la zona de emplazamiento de los parques eólicos y datos, en tiempo real, de los parques eólicos de dicha zona. En general, se predice el viento para las próximas 24 y 48 horas y se actualiza esta predicción cada 4 horas. Dependiendo de la penetración eólica en el sistema, el encargado de predecir el viento es el operador del sistema o cada parque se encarga de predecir e informar al operador del sistema su producción en las próximas horas.

Los países con mayor experiencia en la predicción del viento son Dinamarca y Alemania. En Dinamarca, el operador del sistema (ELTRA) predice la energía eólica y la demanda del sistema utilizando herramientas de “predicción numérica del clima”. Sucede un caso particular en Dinamarca para la demanda, está es proporcional a la temperatura ambiente. Luego existe una correlación entre demanda y generación eólica en el sistema. Se ha logrado un error promedio de 6,2%, con respecto a la capacidad eólica instalada, en la predicción diaria de generación eólica. Lo que corresponde a un 28% de la energía eólica anual. La experiencia cuenta que se han registrado grandes errores en la predicción hacia arriba o abajo. En Alemania, también es el encargado de operar el sistema quien predice la energía eólica y también utiliza una herramienta de predicción numérica. Predice para las 24, 48 y 73 horas siguientes actualizando su predicción 2 veces al día. Logran un promedio de error en la predicción diaria menor al 10% de la capacidad eólica instalada. En España, se le exige a cada parque eólico que entregue la predicción de energía eólica para las próximas 24 horas y se penaliza cuando su error en la predicción es mayor al 20%.

3 Impacto de la Generación Eólica en un SEP

3.1 Estabilidad de un Sistema Eléctrico de Potencia

A grandes rasgos, se define la estabilidad de un sistema eléctrico de potencia, como la capacidad mantenerse en un estado de operación de equilibrio en condiciones normales y volver a un estado de equilibrio aceptable después de haber sido sometido a una perturbación. [12]

Una perturbación de un sistema eléctrico es un cambio repentino, o una secuencia de cambios, de uno o más de sus parámetros. Una perturbación puede ser pequeña o grande. Una perturbación pequeña, a diferencia de una grande, puede ser estudiada con las ecuaciones, que describen la dinámica del sistema, linealizadas en torno al punto de equilibrio. [1]

El estudio de estabilidad se divide en dos puntos de interés: estabilidad angular y estabilidad de tensión. [12]

3.1.1 Estabilidad Angular

Un sistema eléctrico está compuesto principalmente por máquinas sincrónicas las que deben tener su corriente y tensión de estator a la misma frecuencia. La velocidad mecánica del rotor debe estar sincronizada con la frecuencia. Por lo tanto, el rotor de cada una de las máquinas sincrónicas interconectadas debe estar en sincronismo con los demás. En régimen permanente, el torque eléctrico y el torque mecánico de una máquina síncronica van a la misma velocidad, pero están separados angularmente. (el torque eléctrico se opone al torque mecánico)

La inestabilidad angular se debe a un desequilibrio entre el torque electromagnético y mecánico aplicados a la máquina. Se puede dar de dos formas: incremento constante del ángulo del rotor debido a la ausencia de torque eléctrico sincronizante, que desacelere a la máquina u oscilaciones del rotor creciendo en amplitud debido a la falta de torque eléctrico de amortiguación por parte del sistema. La respuesta del sistema depende del punto de operación inicial, la fuerza del sistema de transmisión y el tipo de control de los generadores entre otras. [1] [7] [12]

3.1.2 Estabilidad de Tensión

La estabilidad de tensión se define como la habilidad de un sistema de potencia de mantener la tensión en un nivel aceptable en todas sus barras en un estado de operación normal y después de ser sometido a una perturbación [12]. Un sistema eléctrico entra en una inestabilidad de tensión después de una perturbación cuando al menos en una barra del sistema la tensión se sale del rango permitido. Una inestabilidad de tensión es un fenómeno local pero sus consecuencias pueden extenderse a todo el sistema.

Las principales causas de inestabilidad de tensión son que las líneas de transmisión estén muy cargadas, que las fuentes de tensión estén muy alejadas de los consumos, bajas tensiones en

los terminales de unidades de generación y compensación reactiva insuficiente. Este último es la causa más típica de inestabilidad de tensión. [1]

Se diferencia entre inestabilidad de tensión y un colapso de tensión. Un colapso de tensión es usualmente una consecuencia de eventos, acompañados de inestabilidad de tensión, que conduce a un nivel bajo de tensión en una parte significativa del sistema eléctrico.

Desde el punto de vista de teoría de control, el sistema eléctrico se modela como un sistema multivariado de alto orden, que opera en constante cambio. Este modelo es utilizado en estudios de estabilidad de tensión. Por lo tanto, la dimensión y complejidad del problema de estabilidad de tensión (y de estabilidad en general) hace necesario hacer supuestos sobre el sistema y analizar problemas específicos, con un cierto grado de detalle en la representación del sistema. Para ello se debe entender la característica global del sistema y de cada uno de sus componentes.

En un problema de estabilidad de tensión intervienen varios factores, como la fuerza del sistema de transmisión, niveles de transferencia de potencia, características de la carga, capacidad de generación de reactivos, características de equipos de compensación de reactivos, configuración de equipos de control y protección de líneas y generadores.

Se realizan estudios de estabilidad de tensión para perturbaciones pequeñas y grandes. Los procesos involucrados en pequeña perturbación suceden en régimen estacionario (permanente) y pueden ser estudiados mediante ecuaciones linealizadas que representan la dinámica del sistema. Un ejemplo de estos, es un cambio incremental en la demanda y/o en la generación, desconexiones de líneas, fallas lejanas a la zona provocando la desconexión de máquinas o equipos que controlan de tensión [7]. Mientras que los procesos que involucran una perturbación grande suceden en régimen transiente. Ejemplo de estos son fallas en el sistema de transmisión, pérdida de generación y desconexión de equipos que controlan tensión [7]. Estos no pueden ser estudiados con ecuaciones linealizadas que representen la dinámica del sistema.

Un criterio de estabilidad de tensión de pequeña perturbación, es que para cada barra del sistema la sensibilidad de V-Q sea positiva ($dV/dQ > 0$), esto es que la magnitud de la tensión en la barra se incrementa cuando se inyecta potencia reactiva en ella y viceversa [12]. Un criterio de estabilidad de perturbación grande, es que después de esta, las acciones del sistema de protección y control lleven a la tensión a un nivel dentro de los rangos permitidos en un tiempo aceptable.

La característica en el tiempo de los procesos y dispositivos activados por cambios de frecuencia y tensión (y en general por cambios en variables eléctricas del sistema) está en el rango de algunos segundos a minutos. Dependiendo de los tiempos de los procesos involucrados en los estudios de estabilidad de tensión, se distinguen tres tipos de intervalos de interés; estabilidad de tensión en el corto, mediano y largo plazo (Ver Figura 2.15). Cuyos rangos de tiempo son: [12]

- Estabilidad de tensión en el largo plazo: de pocos minutos a decenas de ellos.
- Estabilidad de tensión en el mediano plazo: 10 segundos a unos pocos minutos.

- Estabilidad de tensión en el corto plazo: de 0 a 10 segundos.

En el largo plazo se asume que la interacción entre las máquinas del sistema es suficientemente amortiguada, por lo que se supone la frecuencia constante. Los fenómenos de estudios son lentos y largos y están acompañados de grandes desajustes entre la generación y consumo de potencia activa y reactiva. Algunos ejemplos de fenómenos que suceden en el largo plazo son: la dinámica de la caldera de unidades termoeléctricas, dinámica de la compuerta y conductos de unidades hidroeléctricas, control automático de unidades generadoras, sistema de protección y control de plantas de generación y sistema de transmisión, saturación de transformadores y el efecto de no funcionar a la frecuencia nominal en la carga y en la red.

La estabilidad en el mediano plazo tiene su foco en la sincronización de las máquinas del sistema, incluyendo fenómenos lentos y la posibilidad de grandes excursiones (*peak to peak*) de frecuencia y tensión.

En estudios de estabilidad de mediano y largo plazo se incluye el análisis dinámico de estabilidad de tensión: Efecto de cambios de taps en transformadores, protección de sobreexcitación de generadores, límites de potencia reactiva, etc. Generalmente, los problemas de estabilidad de mediano y largo plazo son asociados a: respuestas inadecuadas de equipos, mala coordinación de protección y control de equipos y reserva de potencia activa y reactiva insuficiente.

La estabilidad en corto plazo estudia fenómenos transientes provocados por una perturbación grande, como cortocircuitos, pérdida de generación o de carga, pérdida de una línea.

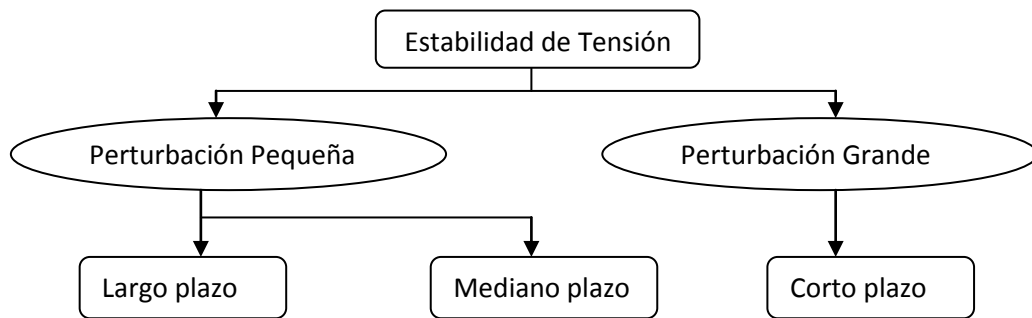


Figura 3.1: Clasificación de estabilidad de tensión.

Previo a la instalación de un parque eólico a un sistema eléctrico se deben realizar estudios de estabilidad de pequeño, mediano y largo plazo. Para los estudios de mediano y largo plazo se puede hacer un análisis mediante flujo de potencia del sistema eléctrico incluido el parque. Para este análisis se simulan el comportamiento del sistema en forma cuasiestática para distintas curva de generación y de carga en el PCC donde se requiere instalar el parque eólico. Se establecen los escenarios críticos en que la estabilidad del sistema está comprometida.

Por ejemplo, debido al consumo de potencia reactiva de un parque eólico compuesto por aerogeneradores de velocidad fija, al incorporar este al sistema eléctrico este se vuelve más inestable. Si a la vez el sistema eléctrico es débil y la penetración eólica en él es grande, puede que la inestabilidad de tensión se transforme en un colapso de tensión, de no tomarse medidas de prevención adecuadas.

3.2 Calidad de Suministro y Parques Eólicos

La calidad de suministro es un concepto más amplio que el hecho de cumplir con la norma de red nacional (NTSyCS en Chile). Es a menudo, descrita en términos de la tensión, frecuencia y el número de interrupciones de un sistema eléctrico (Ver

Figura 3.2). En un nodo del sistema existe una perfecta calidad de suministro si no hay interrupciones, la frecuencia permanece prácticamente constante y la tensión es continua y sinusoidal, con amplitud (y frecuencia) constante. [6] [13]

En general, un parque eólico conectado a la red afecta la calidad de suministro a nivel local. El cómo afecta la calidad de suministro depende principalmente de la tecnología de los aerogeneradores del parque, del nivel de penetración de energía eólica en la red y de la fuerza o debilidad de la red, esta última es descrita principalmente por el ángulo de la impedancia de la red y la capacidad de cortocircuito en el PCC.

Normalmente la instalación de un parque eólico no causará interrupciones de suministro [6]. Además, si la incorporación de energía eólica en la red es relativamente baja, la frecuencia del sistema eléctrico no será afectada, ya que las fluctuaciones de potencia activa del parque serán compensadas por otras unidades del sistema. Cuando la energía eólica instalada es significativa, la reserva de potencia en giro del sistema puede llegar a ser insuficiente y se debe aumentar para compensar las fluctuaciones de potencia de los parques eólicos y así mantener la frecuencia del sistema dentro del rango que establece la norma. En un sistema interconectado grande hay relativamente menos variaciones de la demanda y más reserva de potencia en giro por lo que tendrá menos variaciones de frecuencia.

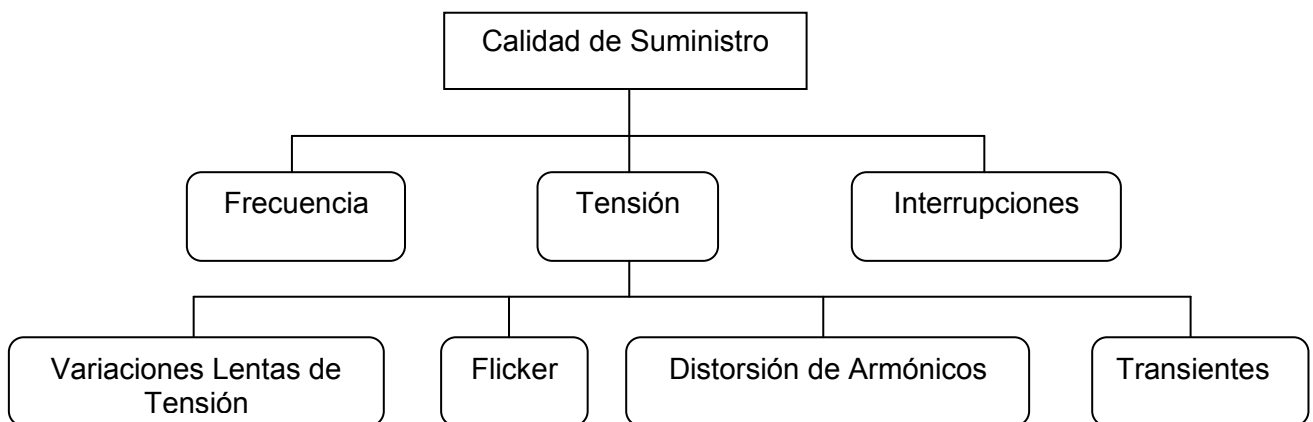


Figura 3.2: Calidad de suministro.

La principal interferencia de un parque eólico en la red son cambios y fluctuaciones de tensión. Las fluctuaciones de tensión en la NTSyCS de Chile se clasifican en corta duración y larga duración (Ver Anexo E). Además, las fluctuaciones de tensión se subdividen en variaciones lentas de tensión, flicker, distorsión armónica y transientes. (Ver

Figura 3.2)

Las variaciones lentas de tensión se definen como cambios en la tensión RMS durante periodos cortos de tiempo (decenas de segundos a minutos). Estas son producidas principalmente por variaciones de la potencia demandada y la potencia generada. Toda tecnología de aerogenerador causa variaciones lentas de tensión. Se utilizan programas de flujo de potencia para calcular las variaciones de tensión.

Virtualmente armónicos de mayor orden en la tensión siempre están presentes en sistemas interconectados. Cargas no lineales, cargas de equipos de electrónica de potencia, los rectificadores e inversores utilizados en el control de motores son las principales fuentes de inyección armónicas. Entre los efectos negativos que tiene la inclusión de armónicos de alto orden en la tensión se cuenta sobrecalentamiento y fallas de equipos, apertura errónea de relés de protección e interferencia con los equipos de comunicación. [6]

De los aerogeneradores de velocidad fija no se espera la inyección de corrientes armónicas a la red pero los aerogeneradores de velocidad variable que poseen convertidor si inyectan corrientes armónicas al sistema. Estos últimos deben especificar en su hoja de datos el nivel de armónicos que inyectaran a la red, de ser necesario se debe filtrar componentes armónicas de alto orden en el PCC. [6]

Efectos transientes en la tensión debidos a generación eólica aparecen en partidas y detenciones de emergencia de aerogeneradores de velocidad fija. Sucede principalmente por la brusca conexión y desconexión de reactivos (banco de condensadores de compensación reactiva en aerogeneradores de velocidad fija). El valor de la corriente transiente puede alcanzar hasta dos veces la corriente nominal, pudiendo durar unas pocas decimas de segundo y puede afectar considerablemente la tensión en redes de distribución. La amplitud de la corriente transiente depende de la capacitancia del banco de condensadores y de la admitancia de la red. [6]

El *flicker* o parpadeo de tensión consiste en una medida de las variaciones de la amplitud de la tensión, su duración y magnitud. (Ver Anexo D). Según la IEC 60868 la curva de *flicker* de tensión permitida es la de la Figura 3.3, en las abscisas se presenta el número de cambios de tensión por segundos y en las ordenadas el valor porcentual de dichos cambios.

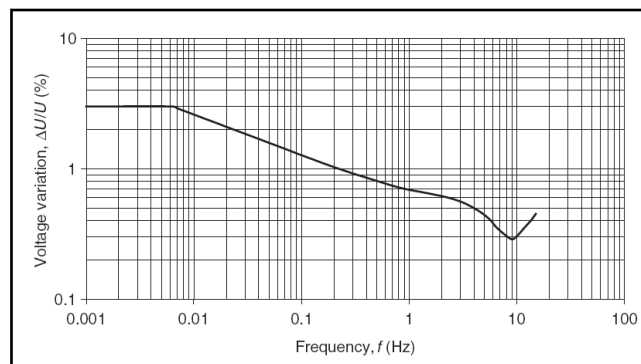


Figura 3.3: Curva de *Flicker* permitida para la tensión por la norma IEC868.

En régimen permanente el *flicker* de tensión se debe a *peaks* de corrientes causados por fluctuaciones de la demanda y generación. En aerogeneradores las fluctuaciones de potencia activa y o reactiva causan *flicker* de tensión. En régimen permanente las fluctuaciones de potencia activa son causadas por el efecto sombra de la torre, por el *yaw control*, por el cizallamiento del viento, turbulencias del viento y por las fluctuaciones en el sistema de control [6]. Cada vez que hay una fluctuación de la potencia activa hay una en la potencia reactiva debido al sistema de control del factor de potencia de un aerogenerador.

En aerogeneradores de velocidad fija el principal factor que afecta las fluctuaciones de potencia es el efecto sombra de la torre [6]. Cada vez que las aspas pasan por la torre la velocidad del viento se reduce y se produce un decaimiento en la potencia activa. Luego existe un

decaimiento periódico de la potencia activa con periodo igual al tiempo en que cada aspa pasa por la torre (Ver Figura 3.4a). El efecto en el *flicker* debido a fluctuaciones en la velocidad del viento tiene frecuencias menores y son menos significativos. El *flicker* en aerogeneradores de velocidad fija alcanza su máximo para velocidades de vientos mayores [14]. En aerogeneradores de velocidad variable el efecto sombra de la torre y las fluctuaciones de potencia activa debidas a fluctuaciones en la velocidad del viento no afectan en forma significativa la potencia activa. (Ver Figura 3.4b)

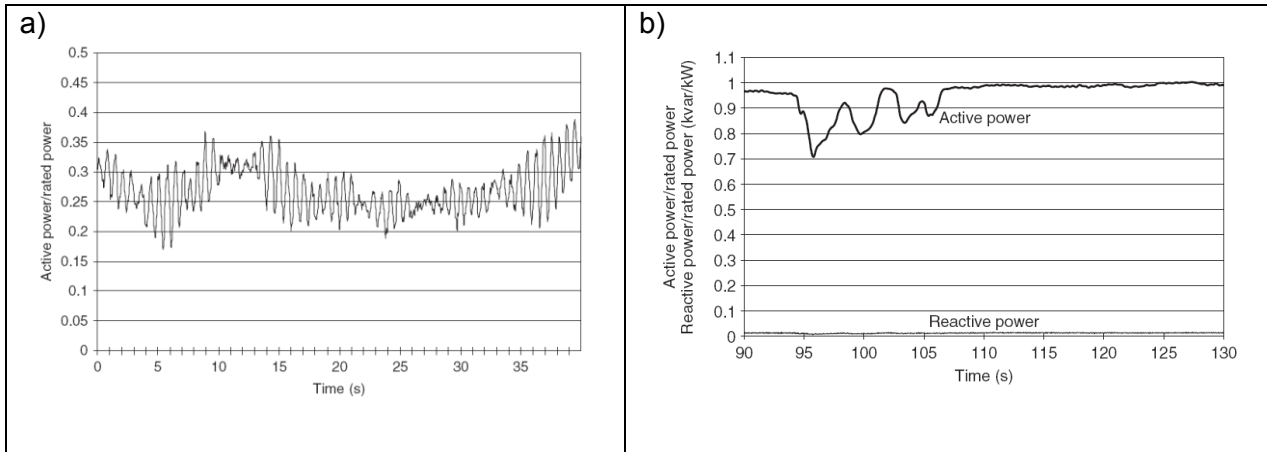


Figura 3.4: *Flicker* para Aerogenerador de a) velocidad fija y b) velocidad variable.

Además de la tecnología (eléctrica) de los aerogeneradores, el *flicker* depende del control aerodinámico utilizado. Aerogeneradores de velocidad fija que poseen *pitch control* producen mayores variaciones de potencia activa para altas velocidades de viento, debido a que el control aerodinámico es más lento que la velocidad de variación del viento. Esto se muestra en la Figura 3.5a, la potencia activa instantánea se muestra en la línea punteada, el *pitch control* quiere llevar la potencia activa a la potencia nominal, pero esto no es instantáneo y por lo tanto se producen variaciones. Mientras que las variaciones de potencia activa de un aerogenerador de velocidad fija que posee *stall control* son mucho menores para velocidad de vientos altas. (Ver Figura 3.5b)

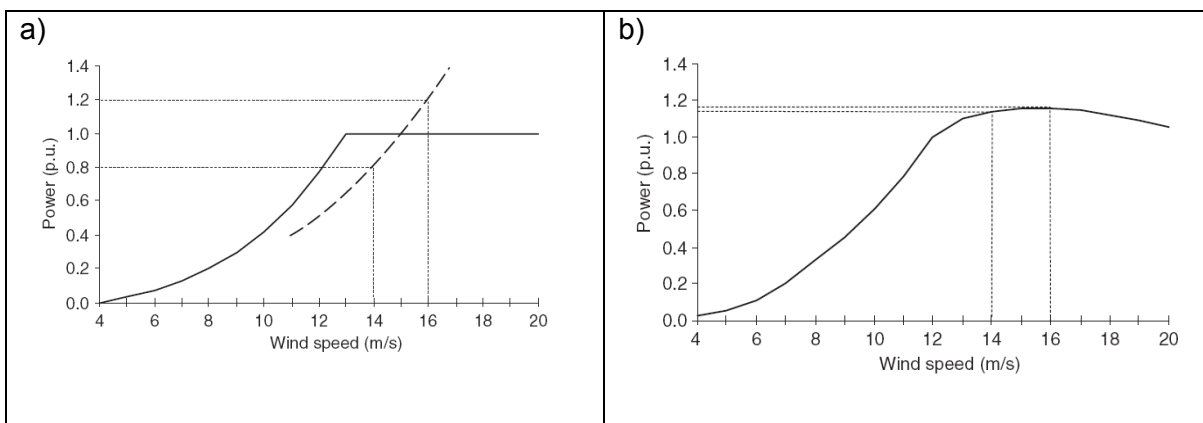


Figura 3.5: Curva de Potencia vs velocidad del viento a) aerogeneradores con *pitch control*; b) aerogeneradores con *stall control*.

También se produce *flicker* de tensión en el PCC en operaciones de “*switcheo*” de un parque eólico; partida y paradas de emergencia. En general, la partida de un aerogenerador de

velocidad variable es más amortiguada que la partida de un aerogenerador de velocidad fija. (Ver Anexo D)

Cuando parte un aerogenerador de velocidad fija que posee *pitch control* consume reactivos para magnetizar su campo, a medida que crece la potencia activa, generalmente, un banco de condensadores *shunt* se va activando en pasos, compensando en parte la potencia reactiva utilizada en la magnetización del campo. Cuando entra todo el banco de condensadores *shunt* el *pitch control* se encarga de incrementar la potencia activa generada (Ver Figura 3.6a). Al mismo tiempo, debido al consumo de reactivos en la partida, la tensión en los bornes del generador cae y se restablece nuevamente una vez que entra todo el banco de condensadores *shunt*. Cuando la potencia activa se incrementa también crece la tensión en los bornes del generador. (Ver Figura 3.6b) [6] [15]

En la partida de un aerogenerador de velocidad variable, se controla el consumo de potencia reactiva, controlando el factor de potencia, logrando entrar al sistema interconectado sin afectar mayormente las variables eléctricas del sistema interconectado.

La detención o salida de un aerogenerador es debida a que la velocidad del viento es muy alta o muy baja. Cuando la velocidad de viento es menor a la velocidad de “*cut in*” se debe parar el aerogenerador para evitar flujos de potencia negativos. Cuando pasa esto la potencia activa es cercana a cero por lo que la parada es suave y no afecta la tensión en los bornes del aerogenerador.

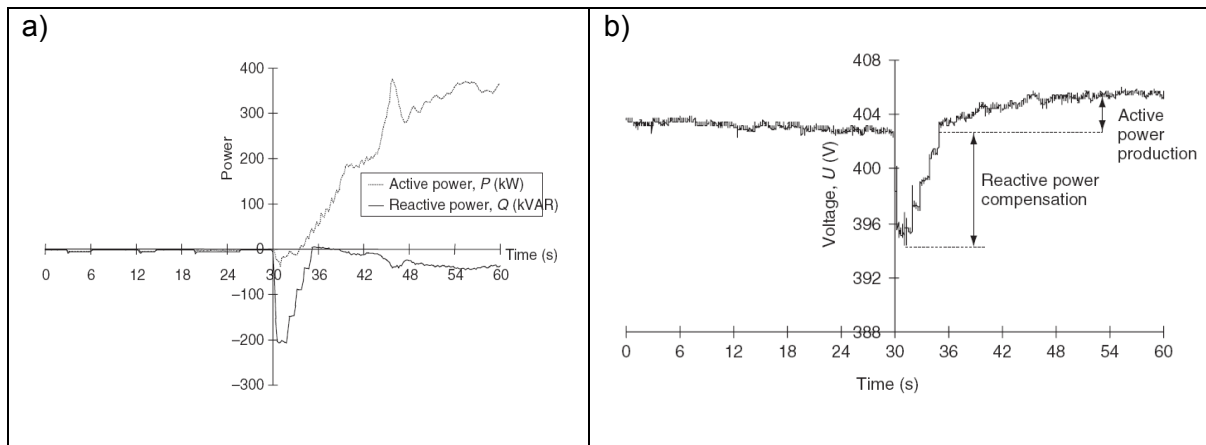


Figura 3.6: Curva de partida de un aerogenerador de velocidad fija *pitch control* a) Potencia activa y reactiva; b) tensión.

Cuando se detiene un aerogenerador porque la velocidad del viento supera la velocidad de “*cut off*”, se afecta la tensión ya que la potencia activa desciende de potencia nominal a cero.

Cuando se detiene un aerogenerador de velocidad fija por exceso de viento su banco de condensadores *shunt* es desconectado instantáneamente, por lo que mientras el freno detiene las aspas el aerogenerador este consume potencia reactiva. Una vez que las aspas se han detenido el generador es desconectado para evitar cambios de flujo de potencia. La detención o parada de una aerogenerador de velocidad variable, al igual que en la partida, es más suave y amortiguada que la de uno de velocidad fija debido al control electromecánico. (Ver Anexo D)

En un parque eólico las fluctuaciones de potencia activa de los aerogeneradores que lo componen no están correlacionadas. Por lo que el *flicker* del parque es la suma geométrica del *flicker* de un aerogenerador, es decir el *flicker* de un parque eólico es \sqrt{n} veces el *flicker* de un aerogenerador, siendo n el número de aerogeneradores del parque.

Por otro lado, para uniformar los datos entregados por los fabricantes de aerogeneradores la Comisión Eléctrica Internacional (IEC) en el año 1996 realizó la "IEC 61400-21". En ella se especifica las características más relevantes que deben ser medidas en un aerogenerador y se especifica el cómo se deben tomar dichas medidas. El resultado es que existe una hoja de datos tipo que todo fabricante debe llenar para cada uno de sus modelos de aerogenerador. En base a la información proporcionada en la hoja de datos se puede hacer una evaluación básica del efecto en la calidad de suministro que tendrá la conexión de dicho aerogenerador, o parque formado por ellos, en la red.

Los parámetros relevantes para evaluar los efectos en la calidad de suministro de un aerogenerador incluidos en la IEC 61400-21 son los siguientes:

- Valor nominal de potencia aparente, activa y reactiva P_n, Q_n, S_n .
- Valor nominal de tensión y corriente U_n e I_n .
- Potencia máxima permitida P_m .(Promedio en 10 minutos)
- Potencia máxima medida P_{60} (Promedio en 60 segundos) y $P_{0.2}$.(Promedio en 0,2 segundos)
- Coeficiente de *flicker*, $c(\varphi_k, v_a)$ para operación continua en función del ángulo de la impedancia de la red φ_k y del promedio anual de la velocidad del viento
- Especificar el máximo número de operaciones de "switched" del aerogenerador en intervalos de 10 minutos, N_{120} y de 2 horas, N_{120} .
- Factor de paso de *flicker*, $k_f(\varphi_k)$, y factor de cambio de tensión $k_u(\varphi_k)$ para las operaciones de "switched" especificadas del aerogenerador como función del ángulo de la impedancia de la red φ_k .
- Máxima corriente armónica I_H , durante operación continua dado un periodo de toma de datos de promedio de 10 minutos para cada armónica mayor a 50.

3.3 Experiencia Internacional

Generalmente, el potencial eólico de un país se encuentra en zonas escasamente pobladas y con poca actividad industrial. Un nuevo parque eólico se conectará al sistema de distribución o transmisión más cercano a su emplazamiento y afectará las variables eléctricas locales en proporción a la topología y relativa debilidad o fuerza del sistema eléctrico en donde se conecte y a su nivel de penetración en el sistema eléctrico. Generalmente, el primer parque eólico sirve como ejemplo y motiva el aumento de parque eólicos en la zona, por lo que la influencia de generación eólica en la red, se hace mayor a medida que pasa el tiempo.

A medida que aumenta la generación eólica en una zona, los flujos de potencia en el sistema de transmisión o distribución también aumentan, cambiando a veces su dirección. Por esto, se ha requerido el reforzamiento constante del sistema de transmisión o distribución tanto en su capacidad de potencia instalada como en su capacidad para el manejo de potencia reactiva. Aun así, se han registrado problemas de sobrecargas en las líneas y cuellos de botella en el sistema de transmisión y distribución. Además, el aumento de flujo de potencia reactiva en el sistema trae consigo problemas de tensión afectando la calidad de suministro del sistema. En

particular se han registrado fluctuaciones de tensión tras el aumento de generación eólica en algunas zonas.

Para caracterizar la penetración de energía eólica en un sistema eléctrico, se definen los siguientes conceptos:

1. Potencia de penetración eólica: La capacidad instalada de generación eólica dividida por la capacidad total instalada del sistema.

$$\frac{P_W(total)MW}{P_G(total)MW} = \frac{P_W(total)}{P_W(total) + P_{CC}(total)} \quad (3.1)$$

(P_{CC} potencia de centrales convencionales).

2. Energía de penetración eólica: Total de energía eólica producida dividida por total de energía consumida. En un periodo de un año.

$$\frac{E_W(año) GWh}{E_D(año)GWh} \quad (3.2)$$

A continuación se describe la experiencia de Dinamarca, Estados Unidos (Texas) e India, tras la integración de energía eólica.

3.3.1 Dinamarca

3.3.1.1 Características del Sistema

En Dinamarca existen dos sistemas eléctricos aislados entre sí, Eltra al oeste y Elkraft al este. Existen más de 3000 [MW] de potencia eólica instalada, de los cuales 2315 [MW] están instalados en Eltra. El sistema eléctrico Eltra tiene una capacidad instalada de 7018 [MW] y está interconectado por el sur con Alemania por una línea aérea AC de 220 [kV] de capacidad 1200 [MW], por el noroeste con Suecia por una línea HVDC de capacidad 600 [MW] y finalmente por el norte con Noruega por una línea HVDC de capacidad 1000 [MW]. Es decir, la capacidad de interconexión de Dinamarca es 2800 [MW], bastante alta en comparación con la demanda del sistema local. Eltra opera normalmente por sobre la demanda nacional y exporta al año alrededor de 2,5 [GW], se dice que “el problema de exceso de generación eólica en Dinamarca ha sido exportado”.

El sistema de transmisión de Eltra posee líneas de 60, 150 y 400 [kV]. La mayoría de los parques eólicos se encuentran en el sistema de distribución y su generación no está regulada, es decir, despachan toda la potencia extraída del viento. Las fluctuaciones de potencia eólica son compensadas por unidades generadoras convencionales locales.

La penetración eólica del sistema eléctrico Eltra se muestra en la Tabla 3.1 y la distribución de los generadores en el sistema Eltra se muestra en la Figura 3.7.

Capacidad Instalada	Máxima Demanda	Capacidad Eólica Instalada	Energía Total Consumida	Energía Eólica Generada	Potencia de Penetración Eólica	Energía de Penetración Eólica
7018[MW]	3760 [MW]	2315 [MW]	20 [GWh]	3,8 [GWh]	33%	18%

Tabla 3.1: Penetración eólica en el sistema eléctrico de ELTRA, Oeste de Dinamarca. (Energía consumida el año 2002 y máxima demanda el año 2004). [6]

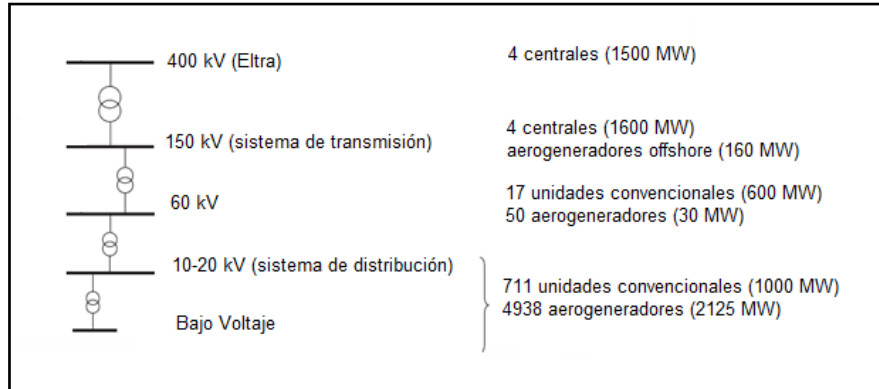


Figura 3.7: Distribución de generación eólica en Dinamarca. [6]

La demanda en Dinamarca, como en otros países del norte del continente europeo, se caracteriza según la temperatura ambiente y la velocidad del viento. A menor temperatura y mayor viento, mayor es la demanda de energía eléctrica. Por lo que la demanda en invierno es mayor y en verano es menor. La curva de demanda y generación eólica mensual en Dinamarca se muestra en la Figura 3.8a. Diariamente la demanda tiene dos peak, uno en la mañana al inicio de la jornada y otro en la tarde al final de la misma. La curva de demanda y generación eólica diaria se muestra en la Figura 3.8b. Se observa que existe una buena correlación entre la demanda y generación eólica.

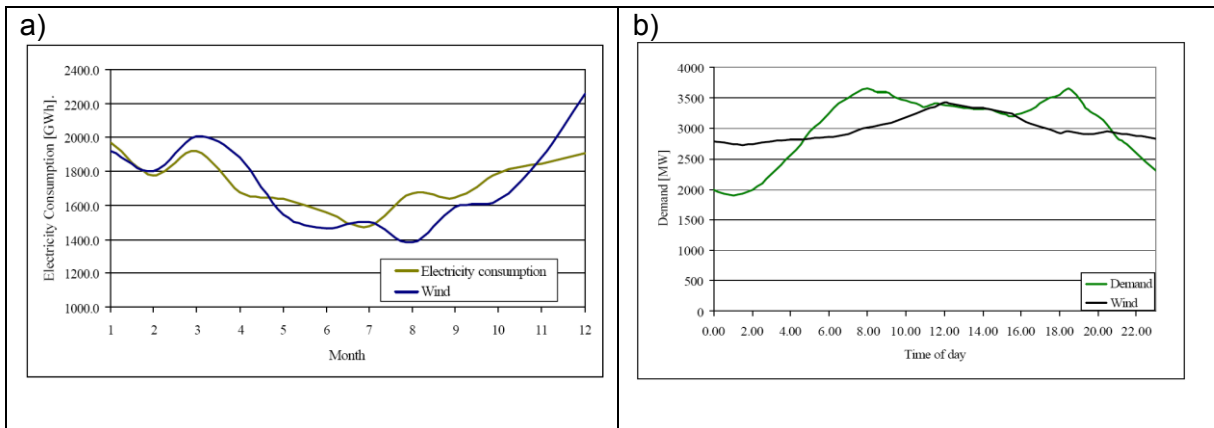


Figura 3.8: (a) Demanda mensual y (b) diaria en Dinamarca.

3.3.1.2 Inconveniente y Medida

En un principio el sistema de transmisión de Eltra administraba la potencia reactiva hacia el sistema de distribución. A medida que aumentó la generación eólica, que se encuentra principalmente en los sistemas de distribución, aumentaron los flujos de potencia reactiva en el sistema de transmisión y como resultado hubo problemas de tensión en el sistema y disminución del flujo de potencia activa en el sistema de transmisión.

Para solucionar este problema se requirió que el sistema de distribución se encargue del control de reactivos del mismo y que el sistema de transmisión sólo lo apoye en forma secundaria con potencia reactiva. Así, el manejo de potencia reactiva en el sistema de transmisión es más fácil y la magnitud de los flujos de potencia reactiva en él son menores.

Para ello, se estableció un nuevo sistema de control jerárquico en el sistema Eltra. Se comunicó mediante fibra óptica las subestaciones que unen el sistema de transmisión con el de distribución de 150 a 60 [KV]. Este nuevo sistema de control, logra que estas subestaciones funcionen como una unidad independiente, manejando sus flujos de potencia activa y reactiva al sistema de transmisión.

Por otro lado, ya que la mayoría de las unidades de generación eólica se encuentran conectadas al sistema de distribución, existen problemas locales de regulación de tensión y de sobrecarga de líneas. Además, en el sistema eléctrico Eltra en días en que la generación eólica es demasiada, han aparecido cuellos de botella en el sistema de transmisión que no han permitido que este exceso de energía sea exportado a Alemania, Noruega y Suecia. Para sobrellevar esta situación se tuvo que aumentar la capacidad del sistema de 400 [kV].

En esta misma situación, de exceso de generación eólica, nada asegura que todo el exceso de generación pueda ser exportado a otros países. Un ejemplo de esto, ocurrió el 12 de abril del 2001, en donde hubo un exceso de generación en el sistema eléctrico Eltra de 800 [MW]. Éstos debían ser exportados a Alemania ya que la capacidad de interconexión de Noruega y Suecia estaba completa, pero Alemania no la pudo aceptar del todo ya que también tenía un exceso de generación eólica. Para evitar que el sistema permanezca sobrecargado por más tiempo se botó o disminuyó en lo posible la generación convencional y aún así había 180 [MW] de exceso de energía, los que cayeron gracias a que la velocidad del viento disminuyó fortuitamente. De no ser así Eltra hubiese tenido una contingencia severa. Esta situación se repitió más de una vez.

Como medida a esta situación, se requirió el aumento de capacidad de las líneas de 150 y 400 [kV] y se empezó a utilizar un sistema de protección que regula los flujos de potencia de interconexión y que eventualmente puede desconectar parques eólicos. Además, se pensó interconectar Alemania con otro país vecino para que se pueda aprovechar todo el exceso de generación eólica.

3.3.1.3 Proyección

Para el 2012 se espera que aumente la generación eólica en el sistema eléctrico ELTRA mediante la incorporación de 350 [MW] en tierra (onshore) y 600 [MW] en el mar (offshore). El objetivo para el 2030 es tener un 50% de penetración eólica. Para ello, aparte de ampliar el sistema de transmisión, se reemplazarán aerogeneradores antiguos por aerogeneradores modernos de mayor potencia y se aumentará la generación eólica en el mar.

Se pretende nacionalizar el sistema de transmisión Eltra en Dinamarca, con el fin de fortalecer la operación del sistema como exportador de energía y facilitar el acceso al sistema de transmisión a nuevas plantas de generación en iguales condiciones para todas.

3.3.2 Estados Unidos, Texas

3.3.2.1 Características del Sistema

El sistema eléctrico de Texas o ERCOT (*The Energy Reliability Council of Texas*) tiene una capacidad instalada (al 2005) de 82320 [MW], de los cuales 1396 [MW] corresponden a generación eólica. Es un sistema eléctrico aislado aunque está interconectado mediante links dc de baja capacidad a otros dos sistemas eléctricos de EEUU. Posee un sistema de transmisión de 60000 [km] compuesto básicamente de una línea (columna vertebral) de 345 [kV] y otras líneas de 132 y 69 [kV]. La penetración eólica en el sistema ERCOT se muestra en la siguiente tabla.

Capacidad Instalada	Máxima Demanda	Capacidad Eólica Instalada	Energía Total Consumida	Energía Eólica Generada	Potencia de Penetración Eólica	Energía de Penetración Eólica
82320 [MW]	59080 [MW]	1396 [MW]	280000[GWh]	4500 [GWh]	1,6%	1,7%

Tabla 3.2: Penetración eólica en el sistema eléctrico ERCOT, Texas. (Energía consumida el año 2003 y máxima demanda el año 2004). [10]

Físicamente, el centro de consumo del sistema eléctrico ERCOT está localizado hacia el centro del oriente de Texas, mientras que la generación eólica está esparcida hacia el occidente. Esto implica que la potencia eólica generada deba recorrer una gran distancia hacia los centros de consumos.

3.3.2.2 Inconveniente y Medida

En Texas se instalaron parques eólicos en lugares donde la demanda es baja, y que se conectaron al sistema de transmisión en 69 y 138 [kV]. Estos sistemas no tenían capacidad suficiente para transportar los excesos de generación eólica a los grandes centros de consumo y, localmente, tampoco tenían suficiente capacidad de potencia reactiva para controlar la tensión en las barras de conexión de los parques eólicos. Esto, unido al desajuste entre la demanda local y la generación eólica trajo tres grandes consecuencias: sobretensiones en las barras aledañas y de conexión de los parques eólicos, exceso en los límites térmicos en las líneas de transmisión y limitación o desconexión de potencia eólica.

Para sobrellevar esta situación, se llevaron a cabo varias soluciones, como: Se utilizaron tres generadores sincrónicos de la zona para aportar los servicios auxiliares y administrar la potencia reactiva local, controlando así la tensión. Se aumentó la capacidad del sistema de transmisión de 138 [kV] con lo que se pudo transportar 1000 [MW] eólicos al centro de consumo. Se construyeron dos nuevas líneas de transmisión de 345 [kV] pudiendo así transportar 2000 [MW] eólicos al centro de consumo. Se instalaron nuevas subestaciones que elevan la tensión de 138 a 345 [kV] a las cuales se les adicionó condensadores y reactores para administrar la potencia reactiva del sistema. Por ejemplo, se agregó un reactor de 200 [MVar] en el sistema de 345 [kV]. Se cambió la norma técnica para los parques eólicos, exigiéndoles operar en régimen permanente con un factor de potencia entre 0,95 inductivo a 0,95 capacitivo, con el fin de que ellos provean su propia necesidad de reactivos y que además aporten potencia reactiva para el control de tensión al sistema. En este contexto, hay parques eólicos que “vigilan” activamente la tensión en el sistema transmisión y ajustan instantáneamente su consumo o entrega de potencia reactiva como medida de control.

Se debe notar que debido a que la capacidad de interconexión del sistema eléctrico ERCOT con otros sistemas en EEUU es baja. Por esto, no es una solución exportar el exceso de potencia eólica a otros sistemas.

3.3.2.3 Proyección

En el futuro en Texas pretenden instalar 2800 [MW] de energía renovable para este año (2009), lo que representaría el 3% de la capacidad instalada para esa fecha. Para lograr aprovechar todo el recurso eólico de Texas, es decir, llevar la potencia eólica generada al centro de consumo, se evalúa crear un nuevo sistema de 345 [kV] o un nuevo sistema de 765 [kV] o un sistema HVDC. La elección de una de estas soluciones depende de su costo y la penetración eólica proyectada.

3.3.3 India

3.3.3.1 Características del Sistema

India, como otros países en Asia, ha tenido un desarrollo económico e industrial muy rápido en estas últimas décadas. Al mismo tiempo su población y consumo eléctrico ha aumentado rápidamente. El sistema eléctrico en India tiene una capacidad instalada de 123 [GW] y entre el sistema de distribución y transmisión hay más de 6,3 millones de kilómetros de líneas. Aún así, no tiene la capacidad instalada necesaria para alimentar, ni transmitir la energía eléctrica demandada, menos en forma segura y confiable. Este problema se acentúa más aún, ya que existen grandes pérdidas en el sistema de transmisión debido a la falta de inversión en equipos y mantenimiento defectuoso del mismo. La capacidad insuficiente para generar y distribuir la electricidad hace que la energía suministrada al consumidor sea de mala calidad, con continuos cortes y oscilaciones de tensión.

El sistema eléctrico de India se divide en cuatro áreas o subsistemas eléctricos interconectados mediante líneas HVDC (por lo que no operan en sincronismo entre ellos) y cada uno de ellos tiene su propio operador. En cada uno de ellos pueden haber líneas de 750, 440, 230, 132 y 110 [kV]. El sistema de transmisión y más del 80% de la generación de energía eléctrica en India pertenecen al estado.

En el año 2000, India tenía una potencia eólica instalada de 1175 [MW], de los cuales 750 [MW] están instalados en el estado de Tamil Nadu al sur de India, 166 [MW] están instalados en el estado de Gujarat al Oeste de India, y el resto se encuentra distribuido en los demás estados de India. En la Tabla 3.3 se muestra la penetración de energía eólica en los sistemas eléctricos de los estados de Tamil Nadu y Gujarat en el año 2000. La mayoría de los parques eólicos en India se encuentran en zonas rurales en donde el sistema de transmisión y/o distribución es particularmente débil. Esto hace que se incremente la influencia del parque eólico en la calidad de suministro del sistema y que en ocasiones sea necesario limitar la producción de potencia eólica.

	Capacidad Instalada	Máxima Demanda	Capacidad Eólica Instalada	Energía Total Consumida	Energía Eólica Generada	Potencia de Penetración Eólica	Energía de Penetración Eólica
Tamil Nadu	8554 [MW]	>8554[MW]	750[MW]	37159[GWh]	1157[GWh]	8,8%	3,1%
Gujarat	8259 [MW]	>8259[MW]	166[MW]	--[GWh]	--[GWh]	2%	--

Tabla 3.3: Penetración eólica en el sistema eléctrico de los estados de Tamil Nadu y Gujarat de India, (Energía consumida el año 2000). [6] [16]

El sistema eléctrico en el estado de Tamil Nadu está conectado con otros tres estados aledaños por líneas de 400 [kV] y es operado por TNEB (Tamil Nadu Electricity Board). El sistema interconectado en el área de Muppandal, ubicado en Tamil Nadu, corresponde a un anillo de 110 [kV]. Para aumentar su capacidad, éste fue reforzado con una línea de doble circuito de 110 [kV] que divide al anillo. Además, el anillo está conectado a dos líneas de 230 [kV] instaladas en el contorno del anillo. Este anillo tiene una capacidad de 200 [MVA] y se muestra en la Figura 3.9. En particular, se muestra que la potencia de cortocircuito en barras cercanas a parques eólicos está alrededor de 800 [MVA], que es considerado bajo en relación a los 200 [MVA] de generación eólica instalados y por lo tanto este sistema es considerado débil.

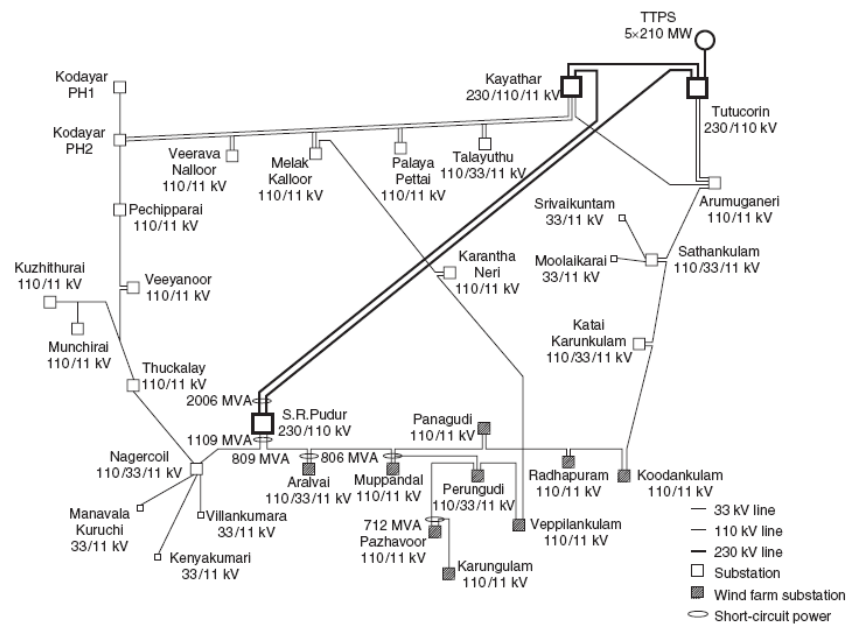


Figura 3.9: Sistema de transmisión de Muppandal en el estado de Tamil Nadu.

Los parques eólicos en Tamil Nadu están principalmente localizados en las zonas de Muppandal y Coimbatore. Estas zonas son principalmente agrícolas por lo que el factor de potencia de la demanda es bajo, 0,8 inductivo, y el consumo de potencia reactiva en la zona es elevado. El operador TNEB le exige a los parques eólicos un mínimo factor de potencia de 0,85 inductivo. Para aumentar el factor de potencia del sistema de Muppandal, se han instalado bancos de condensadores en subestaciones de conexión del parque.

3.3.3.2 Inconveniente y Medida

En el estado de Tamil Nadu, se tomaron medidas de la tensión en el PCC del parque eólico Radhapuram. Este parque eólico tiene una capacidad instalada de 32 [MVA]. Estas medidas fueron realizadas durante algunos días de los meses de agosto y octubre del año 1999 y se muestran en la Figura 3.10. Se observó que durante dos días de medición, la tensión en

régimen permanente baja hasta un 85% la tensión nominal de 110 [kV], por aproximadamente 2 horas, correspondientes a las horas de máxima demanda. Esto no está permitido por la norma técnica del sistema eléctrico de India, IS 123600, que exige que la tensión en régimen permanente permanezca entre $\pm 12\%$ la tensión nominal.

Además, se midió la frecuencia del sistema en el PCC del parque eólico Radhapuram y se observó que también sale del rango permitido por la norma técnica de India. En el periodo de medición, 12 días, el parque eólico Radhapuram tuvo 5 paradas de emergencia. Para sobrellevar esta situación, se aumentó la capacidad del sistema de transmisión y se aumentó la compensación de reactivos en la zona de Muppandal.

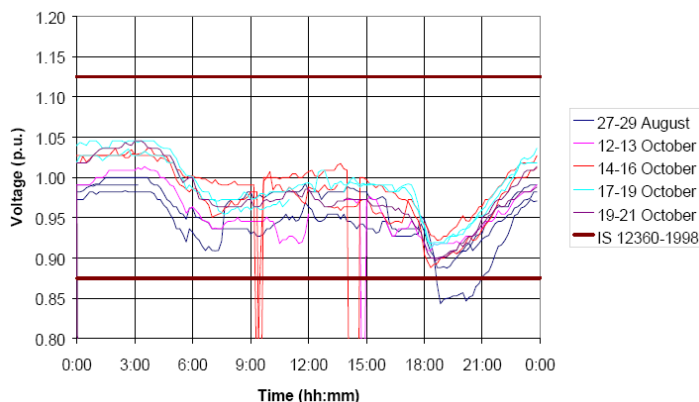


Figura 3.10: Tensión diaria, Subestación Radhapuram en el estado de Tamil Nadu, India.

En la costa del estado de Gujarat, en la zona de Lamba, hay instalado tres parques eólicos; Lamba, Navadara y Bhogat con una capacidad instalada conjunta de 75 [MW]. Están conectados entre sí mediante una línea de 66 [kV] de capacidad 60 [MVA] y una línea de 132 [kV] de capacidad 60 [MVA]. A su vez están conectados a la subestación Bhatia (Ver Figura 3.11). En Junio de 1998 se redujo drásticamente la capacidad instalada de estos tres parques eólicos a 35 [MW] debido a que ocurrió un ciclón que dañó parte de estos parques. Además, pasado el ciclón sólo quedó funcionando la línea de 66 [kV]. En esta nueva configuración del sistema, los parques eólicos tuvieron que soportar desconexiones debido a la sobrecarga de la línea de 66 [kV], la que finalmente se cortó, ya que tenía muchos años en servicio operando cerca del mar, en una atmosfera con mucha sal. Tomó harto tiempo en reconectar y reforzar el sistema de transmisión y durante un año los parques eólicos estuvieron 474 horas desconectados. Una vez que se reparó el sistema de transmisión, disminuyó el número de desconexiones y sólo se desconectaban por 6 a 8 horas al mes. Como consecuencia del ciclón y las fallas de la línea post ciclón, la vida útil de los aerogeneradores se redujo en un 4 a 5 %.

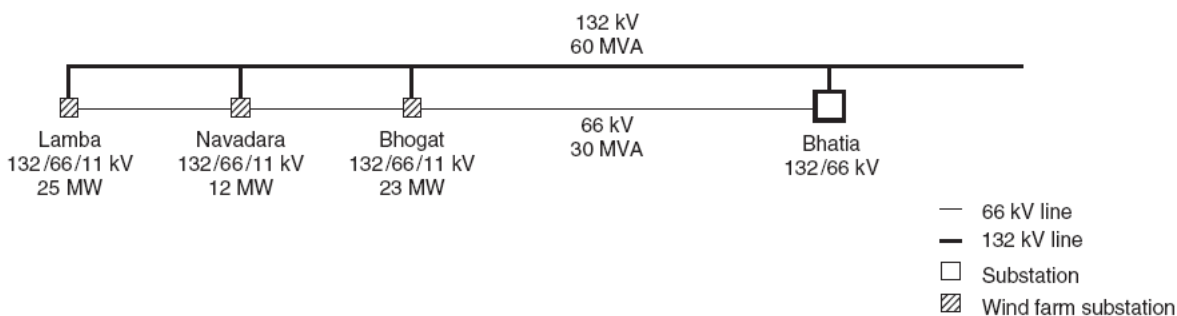


Figura 3.11: Parques eólicos conectado en la zona de la costa del estado de Gujarat, India. [17]

3.3.3.3 Proyección

Actualmente India tiene una potencia eólica instalada de 10242,3 [MW], particularmente en los estados de Tamil Nadu y Gujarat hay una potencia eólica instalada de 4305 y 1567 [MW] respectivamente, y se debe notar el crecimiento exponencial de generación eólica en India. Se espera tener 10500 [MW] de potencia eólica instalada en el año 2012.

3.4 Estrategias de Control de Tensión de un Parque Eólico

Se debe mantener los niveles de tensión en todos los nudos del sistema, dentro del rango permitido por la norma técnica (NTSyCS). Sin embargo, la corriente que circula desde las centrales hacia los consumos, produce naturalmente caídas de tensión a lo largo de las líneas (mientras más larga la línea, mayor es la caída de tensión), haciendo que las tensiones medias difieran en los distintos nudos del sistema. Además, las corrientes en las líneas no se mantienen constantes en el tiempo porque, por ejemplo, varía el consumo y/o generación (parques eólicos), lo que ocasiona fluctuaciones de tensión en el tiempo en cada nudo del sistema. Es sabido que la componente reactiva del flujo de potencia a través de las líneas, es la principal responsable de las variaciones de tensión, por lo que la regulación de tensión y el control de potencia reactiva están fuertemente ligados. [18]

3.4.1 Tipos de Variaciones de Tensión

Según su origen las variaciones de tensión se pueden dividir en tres tipos:

1. Variaciones lentas: Las variaciones lentas de tensión, tanto previsibles (periódicas) como aleatorias, se originan por cambios en los consumos, bruscos o periódicos, y por cambios en unidades de generación, por ejemplo en el caso de generación eólica.
2. Variaciones del tipo flicker o parpadeo: El flicker de tensión es producido por golpes de corriente debido al funcionamiento intermitente de algunos equipos, como por ejemplo, las fluctuaciones en la potencia activa de un aerogenerador y consumos que toman y botan carga en forma brusca.(Ver Anexo D)
3. Caídas de tensión: Se llama caída de tensión cuando ésta cae por debajo del 90% de la tensión nominal, en un intervalo de tiempo que va desde la fracciones de segundo hasta algunos segundos, estas son producidas por fallas en el sistema.

Cada tipo de variación de tensión repercute de forma distinta en el sistema, por lo que se deben tomar distintas medidas para anularla o reducirla.

3.4.2 Formas de Regular Variaciones Lentas de Tensión

Los métodos más empleados para regular la tensión son: [18]

1. Por inyección (o absorción) de potencia reactiva, modificando la energía reactiva circulante en el sistema. La idea detrás de este método es reducir el flujo de reactivos en el sistema eléctrico, produciéndolos directamente donde se necesiten. En otras palabras, tener un control sobre el factor de potencia de todos los nudos de la red, en particular de

los consumos intermitentes y de la generación intermitente, así como de la generación eólica. Se realiza por medio de condensadores estáticos, compensadores sincrónicos, reactores y generadores de las centrales.

2. Por inserción de una tensión serie adicional que compense la caída que se desee regular. Consiste en sumar una tensión de magnitud controlable y obtener una tensión de magnitud constante, sin embargo, no suprime el efecto de las variaciones de tensión (pero si modifica la repartición inicial de reactivos). Se realiza a partir de transformadores con derivación, que permitan variar en forma discontinua la razón de transformación, operables bajo carga o en vacío. Es un método caro ya que el diseño debe soportar el máximo de potencia aparente S que fluye en ese nudo. Es el medio más efectivo para regular tensión en nudos de un sistema, en que $\frac{dQ}{dV}$ es alto en nodos de generación. Se ha propuesto que en el PCC de un parque eólico exista un transformador con cambio de tap automático para mejorar la tensión cuando la demanda es máxima.
3. Por modificación de la reactancia, de manera de mantener constante la caída longitudinal ZI . Se realiza utilizando conductores fasciculados, empleando condensadores serie, colocando líneas en paralelo y disminuyendo el largo de las líneas. En ninguno de estos casos se impiden las fluctuaciones de tensión. En el Sistema Interconecta Central hay un condensador serie en las subestaciones Ancoa (500 [kV]) y Candelaria (220 [kV]).

Según su forma de actuar los medios de regulación de tensión se pueden clasificar en: regulación continua, regulación cuasi-continua, regulación intermitente y regulación fija.

3.4.3 Medios para Producir o Absorber Potencia Reactiva

1. Compensadores estáticos: Se pueden utilizar para mejorar el factor de potencia en los consumos o para regular la tensión de líneas muy cargadas. También se utilizan en aerogeneradores de velocidad fija. Los hace atractivo su bajo costo, pero son delicados y su aporte de potencia reactiva depende del cuadrado de la tensión, por lo que cuando más se necesita proveen menos potencia reactiva. Además la conexión y desconexión de estos equipos conlleva a un cambio discontinuo en la tensión.
2. Condensadores conectados por tiristores: Son bancos de condensadores estáticos “*switchables*” (magnitudes de escalón de 2,5 MVAR, 5 MVAR, etc) conectados mediante tiristores (TSC = *thyristor switched capacitor*). Por el hecho de usar tiristores y conectarse justo cuando la corriente pasa por cero, se evita o amortigua el cambio discontinuo en la tensión. Es muy común que cada aerogenerador de velocidad fija tenga un banco de condensadores “*switchables*”. Esto es con el fin de compensar la potencia reactiva consumida, por el hecho de ser una máquina de inducción. También en el PCC de algunos parques eólicos existe un banco de condensadores “*switchables*”. También son empleados en algunas subestaciones del sistema de transmisión.
3. Reactores: Consiste en una bobina con núcleo de aire o ferromagnético. Los reactores conectados en paralelo son el medio más utilizado para absorber potencia reactiva. Su elevado costo y el hecho de presentar fuertes pérdidas restringen su uso a casos en los que son indispensables.
4. Compensadores sincrónicos: Son motores sincrónicos de polos salientes que trabajan sin carga mecánica y absorben el mínimo de potencia activa para suplir las pérdidas. Si se sobre-excita, funciona como condensador y si se sub-excita, funciona como reactor. Es un

elemento caro, que requiere mantención y que presenta mayores pérdidas que los compensadores estáticos, pero se puede tener una compensación reactiva continua aunque lenta. Usualmente se fabrican en el rango de 15 a 60 MVar. Se utilizan en sistemas de transmisión para absorber o entregar reactivos, en subestaciones donde existan consumo con fluctuaciones importantes de tensión, en el PCC de un parque eólico que presente fluctuaciones importantes en su generación y en subestaciones muy alejadas de las centrales para controlar la tensión, generalmente elevar su nivel.

5. Sistemas Flexibles de Transmisión en Corriente Alterna (FACTS): Son dispositivos para la automatización de grandes redes eléctricas, con capacidad de controlar el flujo de potencia o variar características de la red. Emplea semiconductores de potencia para controlar el flujo de potencia en sistemas de corriente alterna, su propósito es dar flexibilidad a la transmisión de la energía sobre la base de dos objetivos: Incrementar la capacidad de transferencia de potencia en los sistemas de transmisión, y mantener el flujo en las trayectorias de la red para que se establezcan de acuerdo a las distintas condiciones operativas.

Los compensadores estáticos reactivos (SVC) son los comienzos de los dispositivos FACTS actuales. Un SVC está compuesto por condensadores e inductancias controlados por tiristores. Este dispositivo genera o absorbe potencia reactiva de la red, controlando el flujo de potencia activa y reactiva a lo largo de la línea a la que está unido. La evolución del SVC es el STATCOM, o compensador estático, que se basa en el principio de que un inversor de voltaje genera un voltaje de AC controlable atrás de la reactancia de dispersión del transformador, de modo que la diferencia de voltaje a través de la reactancia produce intercambio de potencia activa y reactiva entre el STATCOM y la red de transmisión. Un STATCOM puede llevar a cabo dos tareas fundamentalmente: Controlar el nivel de tensión en la línea inyectando energía reactiva a la red y aumentar la estabilidad de la red, junto con el aumento de la transmisión de potencia activa a través de la misma.

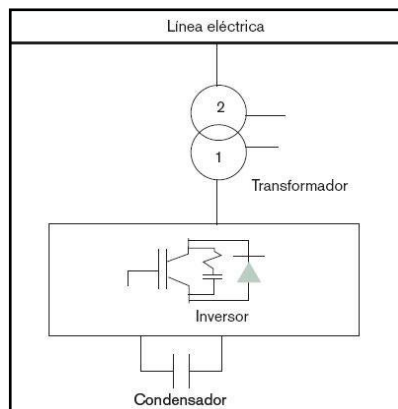


Figura 3.12: Esquema eléctrico del STATCOM.

El uso de equipos FACTS trae consecuencias beneficiosas, como la disminución de las pérdidas de potencia activa, mejoras en la estabilidad de la red y menores costos de producción de energía, respondiendo al requerimiento de los mercados competitivos actuales. Se utilizan como solución sofisticada en el PCC de algunos parques eólicos, son principalmente pensados en dar capacidad de *fault ride through* a un parque eólico.

6. Compensadores estáticos de reactivos (CER): Consiste en un banco de condensadores estáticos (conectados o no mediante tiristores) en paralelo con un reactor controlado por tiristores (SVC: *static var compensator*) (Ver Figura 3.13). Los tiristores permiten controlar

la magnitud de la potencia reactiva consumida en el reactor y con ello hacer que el CER pueda funcionar entregando o absorbiendo reactivos. El conjunto se conecta al sistema mediante un transformador. Estos equipos son caros pero son más rápidos que los condensadores sincrónicos. Se utilizan para controlar variaciones lentas y rápidas de tensión, *flicker* de tensión. Es un controlador de tensión ideal a utilizar en el PCC de un parque eólico de velocidad fija.

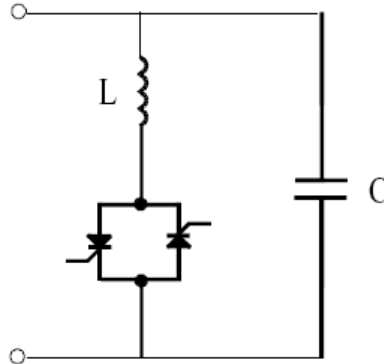


Figura 3.13: Compensador estático de potencia reactiva.

En Chile, la norma técnica NTSySC considera los siguientes elementos para el control de tensión[8]:

- Unidades generadoras sincrónicas con despacho normal.
- Unidades generadoras sincrónicas con despacho forzado producto de exigencias de Seguridad y calidad de servicio.
- Compensadores sincrónicos.
- Condensadores y reactores conectados en derivación.
- Sistema de compensación estática de potencia reactiva (CER o SVC).
- Cambiadores de tap bajo carga para transformadores.

3.5 Cálculo de Variaciones de Tensión en Régimen Permanente

Las variaciones de tensión en la red en régimen permanente, son principalmente producidas por fluctuaciones en la carga y en la potencia de las unidades generadoras. En el caso de un aerogenerador o un parque eólico, las variaciones de la potencia generada, causan variaciones de tensión en el PCC. Las variaciones de potencia de un parque eólico no sólo se deben a variaciones en la velocidad del viento, sino que también se pueden deber a paradas de emergencia de uno o más aerogeneradores de un parque.

La herramienta más común para calcular variaciones de tensión en régimen permanente es el uso de programas de cálculo de flujo de potencia (método Newton-Raphson). Un método analítico simple, es modelar la red como una simple impedancia a la cual se le inyecta la potencia activa y reactiva (Ver Figura 3.14). [6]

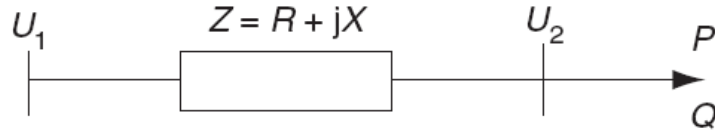


Figura 3.14: Modelo simple de la red y un Parque Eólico.

En la Figura 3.14, U_1 es la tensión fija de la red, U_2 es la tensión en el PCC, P y Q son la potencia activa y reactiva, generada y consumida respectivamente, por el parque eólico. De la figura se desprende que:

$$U_2 - U_1 = Z \cdot I = Z \cdot \frac{S^*}{U_2^*} \quad (3.3) \Rightarrow |U_2|^2 = U_2^* \cdot U_1^* + Z \cdot S^* \quad (3.4)$$

$$|U_2|^2 = \text{Real}(U_2^* \cdot U_1^*) + \text{real}(Z \cdot S^*) \quad (3.5) \Rightarrow |U_2|^2 = \frac{|U_2^*|^2 + |U_1^*|^2 - |U_2 - U_1|^2}{2} + \text{real}(Z \cdot S^*) \quad (3.6)$$

$$\text{Y de (3.3) se tiene } |U_2 - U_1|^2 = |Z|^2 \cdot \frac{|S^*|^2}{|U_2^*|^2} \Rightarrow$$

$$|U_2|^2 = \frac{|U_2^*|^2 + |U_1^*|^2}{2} - \frac{|Z|^2}{2} \cdot \frac{|S^*|^2}{|U_2^*|^2} + \text{real}(Z \cdot S^*) \cdot |U_2^*|^2 \quad (3.7) \Rightarrow$$

$$|U_2|^4 + |U_2^*|^2 \cdot (2 \cdot \text{real}(Z \cdot S^*) - |U_1^*|^2) + |Z|^2 \cdot |S^*|^2 = 0 \quad (3.8) \quad / \text{ resolviendo esta ecuación cuadrática.}$$

$$|U_2| = \sqrt{\frac{|U_1^*|^2}{2} - \text{real}(Z \cdot S^*) + \sqrt{\left(\frac{|U_1^*|^2}{2} - \text{real}(Z \cdot S^*)\right)^2 - |Z|^2 \cdot |S^*|^2}} \quad (3.9)$$

Así, en resumen, la tensión en el PCC se puede calcular con la siguiente expresión.

$$U_2 = \sqrt{a + \sqrt{a^2 - b}} \quad (3.10)$$

$$\text{En que } a = \frac{U_1^2}{2} - (RP + XQ) \quad (3.11) \text{ y } b = (P^2 + Q^2) * |Z^2| \quad (3.12)$$

Luego, con este simple método analítico, se puede obtener la curva de tensión en el PCC en función de la potencia activa generada por un parque eólico. Para ello es necesario conocer la potencia reactiva que consume el parque eólico y ser capaz de estimar los parámetros de red X y R que modelan al sistema eléctrico en donde se conecta el parque eólico.

La Figura 3.15 muestra la curva de tensión en el PCC en función de la potencia activa para distintas razones de X/R y a una razón de cortocircuito constante. La razón de cortocircuito SCR se define como el cociente entre la potencia de cortocircuito de la red y la potencia nominal del parque eólico $SCR = \frac{P_{CC}}{P_n}$.

Se observa que a medida que aumenta la razón X/R se incrementa la tensión en el PCC. Y que la razón X/R es baja en redes débiles.

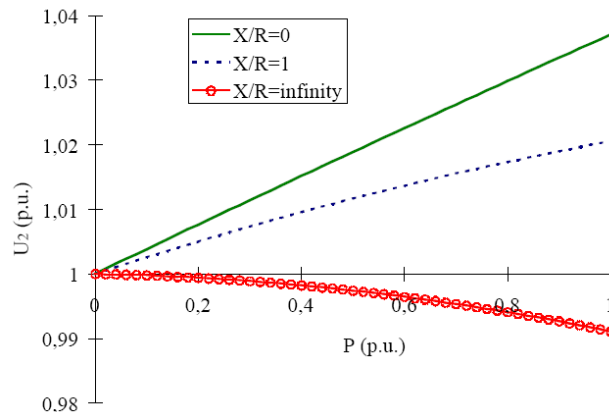


Figura 3.15: Variación de tensión en el PCC de un parque eólico para distintas razones X/R, a una razón de cortocircuito constante. [6]

Se tomaron medidas de las variaciones de tensión en función de la potencia activa en el PCC del parque eólico de Risholmen, en Suecia y se obtuvo la curva mostrada en la Figura 3.16 (línea sólida). A la vez se obtuvo esta curva utilizando la ecuación (3.10) (línea punteada).

En Risholmen la razón de cortocircuito es 26 y la razón X/R en el PCC es aproximadamente 5,5. Como se observa en la Figura 3.16 la simple expresión analítica (3.10) es una buena aproximación de las variaciones de tensión en función de la potencia activa, a la salida de un parque eólico.

Una versión simplificada de la ecuación (3.10) es usada en las normas de red de Dinamarca y Suecia es la siguiente ecuación (3.13).

$$\frac{\Delta u}{U} = \frac{R \cdot P + X \cdot Q}{U} \cdot 100\% \quad (3.13)$$

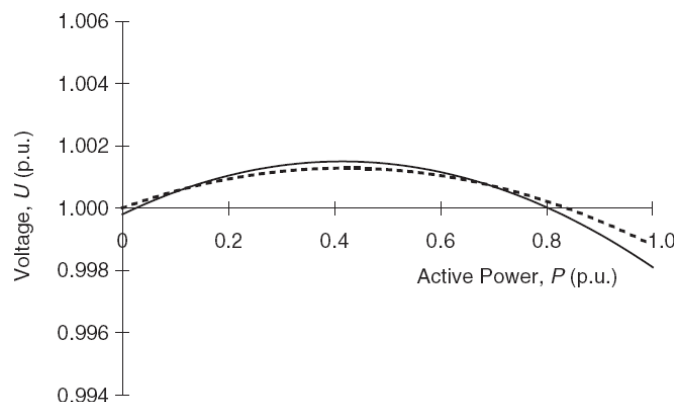


Figura 3.16: Variación de tensión en el PCC, medida y calculada por la ecuación (3.10) del parque eólico de Risholmen, Suecia.

Donde, R y X es la resistencia y admitancia de la línea respectivamente. U es la tensión nominal del sistema. P y Q es la potencia activa y reactiva producida por el parque eólico.

4 Sistema Eléctrico de Ensayo

4.1 Introducción

Al incorporar uno o más parques eólicos a un sistema eléctrico, cambia su topología y con ello, puede cambiar la tensión en régimen permanente de las distintas barras del sistema, en particular, las barras aledañas al parque.

En este capítulo se pretende caracterizar, en forma genérica, la tensión en régimen permanente de las distintas barras de un sistema eléctrico, tras la incorporación de generación eólica a éste. Además, se proponen requerimientos (mínimos) de control para mantener la tensión dentro de los rangos permitidos por la norma técnica (NTSyCS). Para ello, se realiza un análisis mediante flujo de potencia de sistemas eléctricos simples de distinta topología, en los que el parque eólico es representado por una barra PQ.

El cómo varía la tensión de las distintas barras, luego de la incorporación de un parque eólico a un sistema eléctrico, depende principalmente de la topología previa del sistema. Las topologías más comunes de los sistemas eléctricos son: sistema anillo, sistema enmallado y sistema radial. Un sistema simple que puede representar estas topologías mediante pequeños cambios, es un sistema de tres barras compuesto por tres centrales todas conectadas entre sí, en que la carga puede estar en cualquier barra. (Ver Figura 4.1)

Luego, el sistema que se utilizará para realizar el análisis mediante flujo de potencia, está compuesto de tres barras (slack, PCC y carga), tres centrales eléctricas (HIDRA, TERM y Parque Eólico), tres transformadores (T1, T2 y T3) y tres líneas de transmisión (L1, L2 y L3), mostrados en la Figura 4.1.

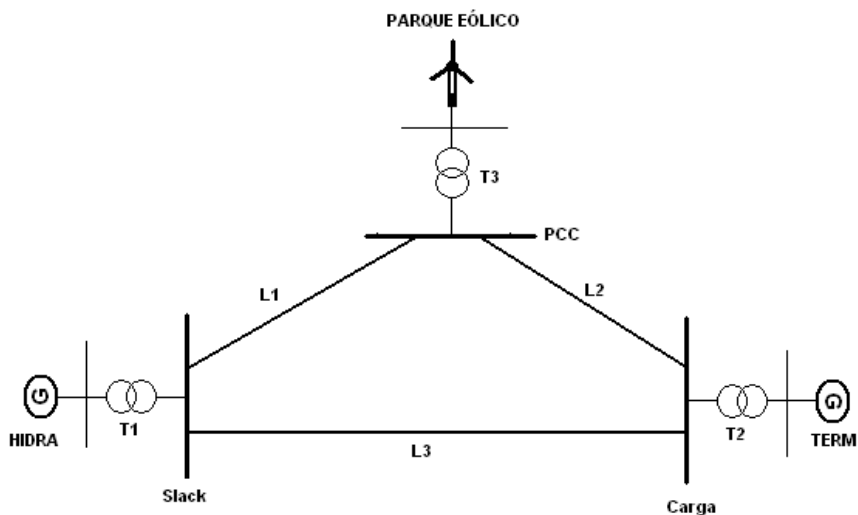


Figura 4.1: Topología General del Sistema.

Los parámetros eléctricos de los elementos del sistema de la Figura 4.1, se muestran en las tablas del Anexo A.

4.2 Consideraciones Sobre el Parque Eólico

El parque eólico está compuesto por aerogeneradores de potencia nominal $P=1,65$ [MW] cuya curva de carga es la que se muestra en la Figura 4.2. Los parámetros de estos aerogeneradores son los del modelo de Vesta V82, instalados en Canela I. A su vez, el Parque Eólico está compuesto por sub parques eólicos en paralelo de potencia instalada 18,5 [MW], que simulan a Canela I. Se debe notar que conectar parques eólicos “Canela I” en paralelo no es una buena solución económica.

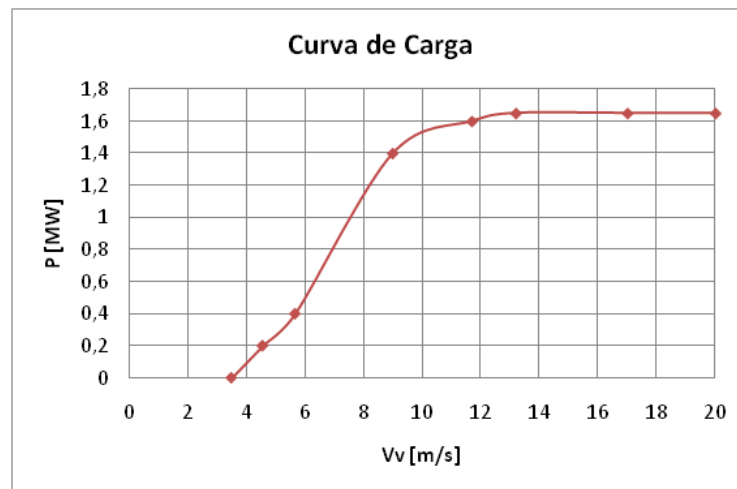


Figura 4.2: Curva de carga (Potencia vs Velocidad del Viento).

4.3 Tipos de Análisis

Dado un sistema eléctrico a un cierto nivel de tensión, de topología anillo, enmallada o radial, para caracterizar la tensión en sus barras, el análisis se puede dividir en tres:

1. Cómo es afectada la tensión en las barras del sistema, frente a las distintas variables eléctricas de éste. (Potencia generada, potencia consumida, factor de potencia)
2. Cómo es afectada la tensión en las barras del sistema, frente a cambios de los parámetros topológicos del sistema. (Parámetros de líneas, transformadores, elementos de compensación reactiva)
3. Cómo se comporta la tensión en las barras del sistema, frente a la realización de una simulación cuasiestática diaria. (Curva de carga, curva de potencia generada)

A continuación se explica en qué consiste cada uno de estos análisis.

4.3.1 Las Distintas Variables Eléctricas del Sistema

La tensión en las barras del sistema depende de las distintas variables eléctricas involucradas en él, como lo son: potencias generadas, consumos, flujos de potencia en las líneas (P , Q y S) y el factor de potencia en la generación y carga (ángulo). Entonces, es interesante ver cómo es afectada la tensión en las barras del sistema cuando cambian las variables eléctricas de él. En particular, para escenarios críticos como lo son:

- Máxima generación eólica vs máxima demanda.

- Máxima generación eólica vs mínima demanda.
- Mínima generación eólica vs máxima demanda.

Para determinar la demanda máxima se asumió que el sistema debía ser capaz de funcionar sin el parque eólico. Es decir, para determinar la demanda máxima del sistema se supone que no hay viento y se eleva la carga al máximo poniendo al límite el cumplimiento de la norma técnica (NTSyCS) en las barras del sistema. Para la demanda, se considera factor de potencia inductivo ($fp= 0,96$ o $fp= 0,98$) ya que es el peor caso considerando el aumento de flujo de potencia reactiva en el sistema (baja tensión en barras).

Dada la forma de determinar la máxima demanda del sistema eléctrico, el escenario de mínima generación eólica vs máxima demanda no resulta interesante y no debiese presentar problemas.

Para un escenario de demanda máxima con bajo factor de potencia inductivo, en donde el sistema requiere un mayor flujo de potencia reactiva, a medida que aumenta la potencia eólica instalada, y eventualmente despachada, aumenta también los requerimientos de potencia reactiva del sistema eléctrico. Este es justamente un escenario “del peor caso”, en que se supone que la máxima generación eólica (máximo consumo de potencia reactiva) sucede al mismo tiempo en que la demanda es máxima con el más bajo factor de potencia inductivo. Es una situación límite que permite determinar cuanta potencia eólica es posible instalar en un sistema sin que en este existan problemas de subtensión. Ya que en este escenario, aumenta el flujo de potencia reactiva en el sistema eléctrico y baja la tensión en las barras del sistema, en particular en las barras de carga y de generación eólica (PCC).

4.3.2 Cambios de los Parámetros de los Elementos del Sistema

La tensión en las barras del sistema depende también de los parámetros de los elementos del sistema eléctrico, como lo son: parámetros de transformadores, generadores, líneas y elementos de compensación. Así por ejemplo la resistencia, reactancia y largo de una línea determina los flujos de potencia de ésta y por lo tanto la diferencia de tensión en las barras a la que se conecta. En este sentido, son interesantes los siguientes escenarios.

- Cercanía o Lejanía del parque eólico a la barra slack.
- Cercanía o Lejanía del parque eólico al consumo.
- Fuerza del sistema en el PCC del parque eólico. (Líneas en paralelo, parámetros de líneas)

4.3.3 Realización de una Simulación Cuasiestática Diaria

Dado un sistema eléctrico en donde esté definida la potencia eólica instalada. Si se conoce (o supone) la curva de demanda diaria (24 [hrs]), la curva de generación eólica diaria y las curvas de generación diarias de las demás centrales es obtenida del despacho económico de carga, es posible, mediante una simulación cuasiestática, obtener las curvas diarias de tensión en las distintas barras del sistema. En estas curvas se puede observar las fluctuaciones (lentas) de tensión horarias esperadas.

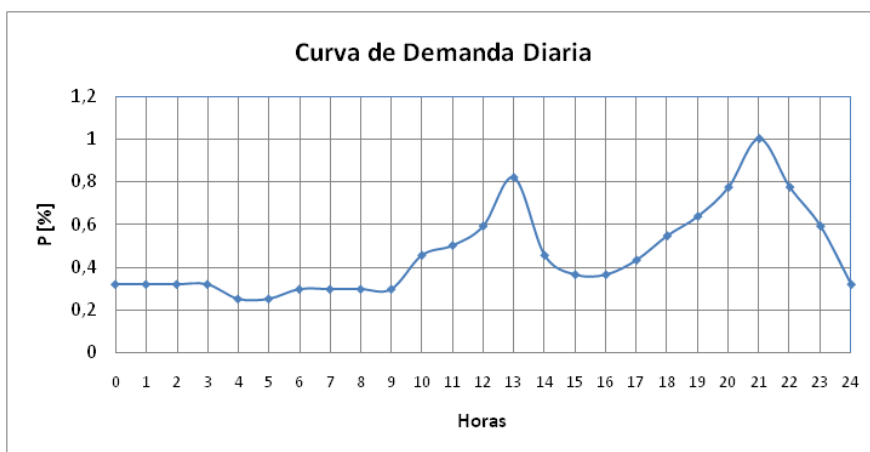


Figura 4.3: Curva de Demanda Diaria.

En este caso se tiene la forma de una curva de demanda diaria, mostrada en la Figura 4.3. Esta es ponderada por la demanda máxima del sistema eléctrico particular para obtener una curva de demanda diaria y así realizar la simulación cuasiestática.

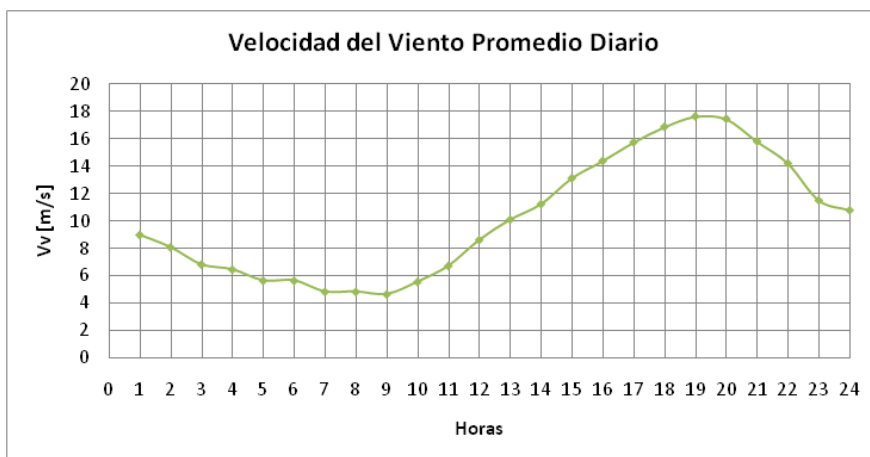


Figura 4.4: Curva de Velocidad del Viento Promedio Diario.

También se cuenta con una curva típica de velocidad promedio de viento diaria (Ver Figura 4.4). Además, mediante la curva de carga de un aerogenerador (Ver Figura 4.2) es posible obtener la curva de potencia eólica diaria de un aerogenerador. (Ver Figura 4.5)

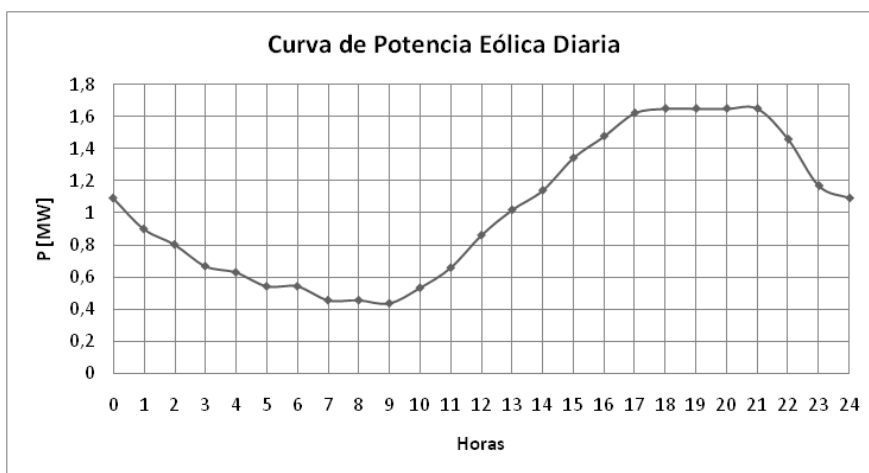


Figura 4.5: Curva de potencia eólica diaria generada por un aerogenerador.

Si se supone que todos los aerogeneradores reciben la misma velocidad del viento a la misma hora, es posible obtener la curva de potencia diaria del parque eólico multiplicando la curva de potencia diaria de un aerogenerador por el número de aerogeneradores del parque.

4.4 Consideraciones sobre el Flujo de Potencia

El flujo de potencia es realizado mediante el método de Newton-Raphson y se utilizó el software DigSilent 13.2 versión educacional. El parque eólico es considerado como una barra PQ. Las exigencias de la norma técnica (NTSyCS) se revisaron en cada flujo de potencia. Por ejemplo, para un sistema de 66 [kV] la tensión en sus barras debe estar entre 0,93 y 1,07 en el sistema por unidad (p.u.) y el consumo puede tener un factor de potencia entre $fp= 0,96$ inductivo a $fp= 0,98$ capacitivo. Además, la tensión a la salida de las centrales debe estar entre 0,95 y 1,05 en el sistema por unidad. (p.u.)(Lado de baja tensión) [8]

Respecto al despacho económico, se considera que la central TERM es la más cara del sistema, por lo que al aumentar la generación en el parque eólico se disminuye en lo posible la generación en la central TERM. (Se disminuye de forma tal que el sistema tenga solución. En la mayoría de los casos, la potencia despachada de la central TERM es un porcentaje de la carga)

En lo que sigue se utilizará la definición; Capacidad de penetración eólica (C.P.E): La capacidad instalada de generación eólica dividida por la capacidad total instalada del sistema.

$$C.P.E = \frac{P_W(total)MW}{P_G(total)MW} \cdot 100 = \frac{P_W(total)}{P_W(total) + P_{CC}(total)} \cdot 100 \quad (4.1)$$

En que P_W es la potencia eólica instalada, P_G es la potencia total instalada y P_{CC} potencia convencional de centrales instalada.

A continuación se analizan distintas topologías de sistemas eléctricos de 66, 110 y 220 [kV]. A modo de resumen, los sistemas analizados se encuentran en la tabla siguiente:

Topología	Casos de Estudio						
<i>Topología Anillo</i>	Sistema de 66 [kV] (Demanda máxima 250 [MVA], fp =0,96 ind)						
	Generadores		Líneas			Trasformadores	
	HIDRA	2 X 220 [MVA]	L1	25[km]	1 X 52,14 [MVA]	T1	2 X 240 [MVA]
	TERM	1 X 135,3 [MVA]	L2	25[km]	1 X 52,14 [MVA]	T2	1 X 240 [MVA]
	PARQUE EÓLICO	66 X 1,85 [MVA]	L3	25[km]	2 X 52,14 [MVA]	T3	6 X 22,5[MVA]
	Sistema de 110 [kV] (Demanda máxima 380 [MVA], fp =0,98 ind)						
	Generadores		Líneas			Trasformadores	
	HIDRA	283 [MVA]	L1	30[km]	239,4 [MVA]	T1	284 [MVA]
	TERM	165 [MVA]	L2	30[km]	239,4 [MVA]	T2	170 [MVA]
PARQUE EÓLICO	154X1,85 [MVA]	L3	30[km]	2X239,4 [MVA]	T3	14 X 22,5[MVA]	
Sistema de 220 [kV] (Demanda máxima 510 [MVA], fp =0,98 ind)							
Generadores		Líneas			Trasformadores		
HIDRA	402 [MVA]	L1	100[km]	239,4 [MVA]	T1	420 [MVA]	
TERM	164 [MVA]	L2	100[km]	239,4 [MVA]	T2	180,7 [MVA]	
PARQUE EÓLICO	176X1,85 [MVA]	L3	100[km]	239,4 [MVA]	T3	16 X 22,5[MVA]	
<i>Topología Radial consumo en un extremo.</i>	Sistema de 66 [kV] (Demanda máxima 205[MVA], fp =0,96 ind)						
	Generadores		Líneas			Trasformadores	
	HIDRA	1 X 220 [MVA]	L1	25[km]	1 X 52,14 [MVA]	T1	1 X 240 [MVA]
	TERM	1 X 135,3 [MVA]	L2	25[km]	1 X 52,14 [MVA]	T2	1 X 240 [MVA]
	PARQUE EÓLICO	66 X 1,85 [MVA]				T3	6 X 22,5[MVA]
	Sistema de 110 [kV] (Demanda máxima 300 [MVA], fp =0,98 ind)						
	Generadores		Líneas			Trasformadores	
	HIDRA	283 [MVA]	L1	30[km]	239,4 [MVA]	T1	284 [MVA]
	TERM	165 [MVA]	L2	30[km]	239,4 [MVA]	T2	170 [MVA]
PARQUE EÓLICO	121X1,85 [MVA]				T3	11 X 22,5[MVA]	
Sistema de 220 [kV] (Demanda máxima 440 [MVA], fp =0,98 ind)							
Generadores		Líneas			Trasformadores		
HIDRA	402 [MVA]	L1	100[km]	239,4 [MVA]	T1	420 [MVA]	
TERM	164 [MVA]	L2	100[km]	239,4 [MVA]	T2	180,7 [MVA]	
PARQUE EÓLICO	176X1,85 [MVA]	L3	100[km]	239,4 [MVA]	T3	16 X 22,5[MVA]	
<i>Topología radial Parque Eólico y Consumo al final del sistema.</i>	Sistema de 66 [kV] (Demanda máxima 55 [MVA], fp =0,96 ind)						
	Generadores		Líneas			Trasformadores	
	HIDRA	1 X 220 [MVA]	L1	25[km]	1 X 52,14 [MVA]	T1	1 X 240 [MVA]
	PARQUE EÓLICO	66 X 1,85 [MVA]	L2	5[km]	1 X 52,14 [MVA]	T3	6 X 22,5[MVA]
	Sistema de 110 [kV] (Demanda máxima 180 [MVA], fp =0,98 ind)						
	Generadores		Líneas			Trasformadores	
	HIDRA	283 [MVA]	L1	30[km]	239,4 [MVA]	T1	284 [MVA]
	PARQUE EÓLICO	110X1,85 [MVA]	L2	30[km]	239,4 [MVA]	T2	170 [MVA]
	Sistema de 220 [kV] (Demanda máxima 300 [MVA], fp =0,98 ind)						
Generadores		Líneas			Trasformadores		
HIDRA	402 [MVA]	L1	100[km]	239,4 [MVA]	T1	420 [MVA]	
PARQUE EÓLICO	198X1,85 [MVA]	L2	100[km]	239,4 [MVA]	T3	18 X 22,5[MVA]	

Tabla 4.1: Capacidad de elementos de los sistemas analizados, según topología y nivel de tensión.

Para los Sistema de 66, 110 y 220 [KV] se realizan los siguientes análisis:

- Demanda Máxima vs Potencia Eólica Instalada.
- Generación Eólica Máxima vs Mínima Demanda.
- Simulación Cuasiestática Diaria.

4.5 Sistema Eléctrico de Topología Anillo.

La topología anillo es la que se muestra en la Figura 4.6. Para los sistemas de 66, 110 y 220 [kV] cambia los parámetros de generadores, transformadores y líneas. Estos parámetros están en el Anexo A.

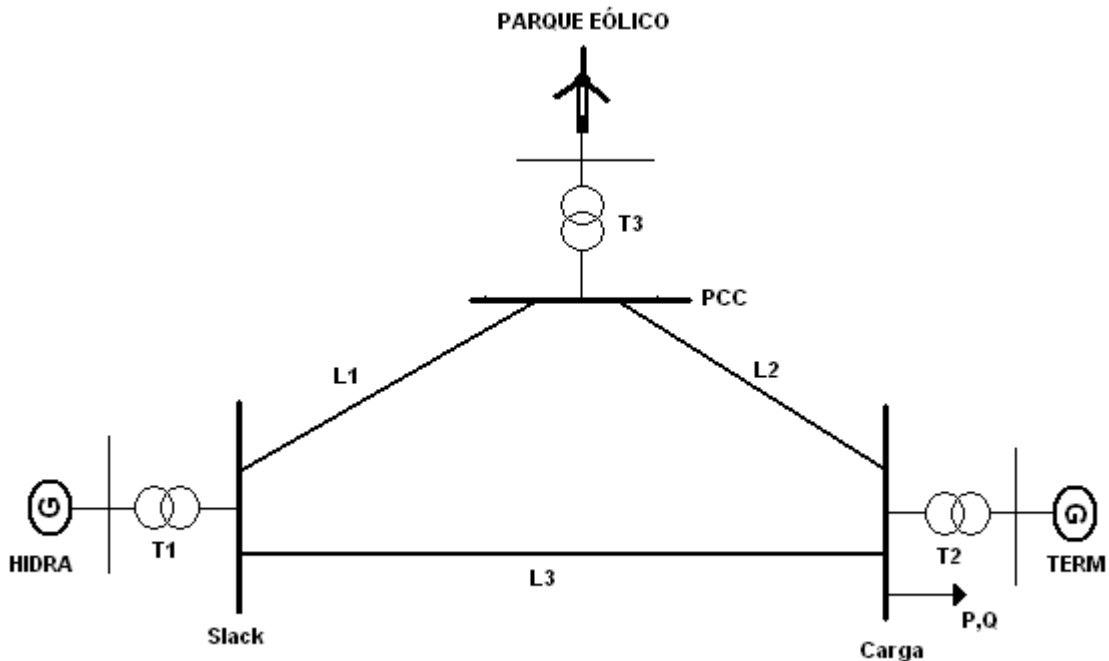


Figura 4.6: Sistema eléctrico de topología anillo.

4.5.1 Sistemas Eléctricos de 66 [kV]

En el sistema eléctrico mostrado en la Figura 4.6. Las líneas L1 y L2 son de un circuito mientras que la línea L3 es de doble circuito. Todas las líneas son del mismo largo, 25 [km]. La demanda máxima del sistema es de $S = 250$ [MVA] con factor de potencia $fp = 0,96$ inductivo. La barra slack está compuesta de dos unidades generadoras HIDRA. La capacidad de los elementos del sistema, se muestra en la Tabla 4.2 y sus parámetros se encuentran en el Anexo A.

Generadores		Líneas			Trasformadores	
HIDRA	2 X 220 [MVA]	L1	25[km]	1 X 52,14 [MVA]	T1	2 X 240 [MVA]
TERM	1 X 135,3 [MVA]	L2	25[km]	1 X 52,14 [MVA]	T2	1 X 240 [MVA]
PARQUE EÓLICO	66 X 1,85 [MVA]	L3	25[km]	2 X 52,14 [MVA]	T3	6 X 22,5[MVA]

Tabla 4.2: Capacidad de los elementos del sistema de 66 [kV].

4.5.1.1 Demanda Máxima vs Potencia Eólica Instalada

A medida que aumenta la potencia eólica instalada y despachada, disminuye la tensión en las barras de carga y PCC, siendo siempre menor la tensión en la barra de carga (consumo inductivo). Además, al mismo tiempo en que aumenta la generación eólica (según el despacho económico de carga) disminuye la generación de potencia activa de la central TERM, manteniendo su generación de reactivos constante para controlar tensión. Y a medida que

exista una mayor penetración eólica en el sistema, eventualmente puede cambiar la dirección del flujo de potencia activa de la línea L1, en cuyo caso el parque alimenta la carga y al resto del sistema. (El despacho realizado para la central TERM está en el Anexo B)

Cuando la capacidad de penetración eólica es de un 17% el sistema presenta problemas de subtensión en la barra de carga. En este caso, la potencia eólica instalada es de 108,9 [MW], que corresponde a un 45% de la demanda (Ver Figura 4.7). Por lo tanto, para un parque eólico con una potencia instalada mayor o igual a 108,9 [MW], se hace necesaria una estrategia de control de tensión adicional en el sistema.

Se utilizaron dos estrategias de control de tensión:

- Reactivos de central TERM al máximo + Aumentar la tensión en la barra de carga mediante el cambio de tap del transformador de conexión del parque eólico T3 + Utilizar compensación reactiva en la carga.
- Reactivos de central TERM al máximo+ Aumentar la tensión en la barra de carga mediante el cambio de tap del transformador de conexión del parque eólico T3 + Utilizar compensación reactiva en el PCC.

Con ambas estrategias se logra operar el sistema dentro de los rangos permitidos por la norma técnica (NTSyCS) para una penetración eólica de 19%. Es decir, para una potencia eólica instalada de 127,05 [MW], que corresponde a un 53 % de la demanda. En la Figura 4.7 se muestra la tensión versus la potencia eólica instalada en la barra de carga y PCC para las dos estrategias de control de tensión.

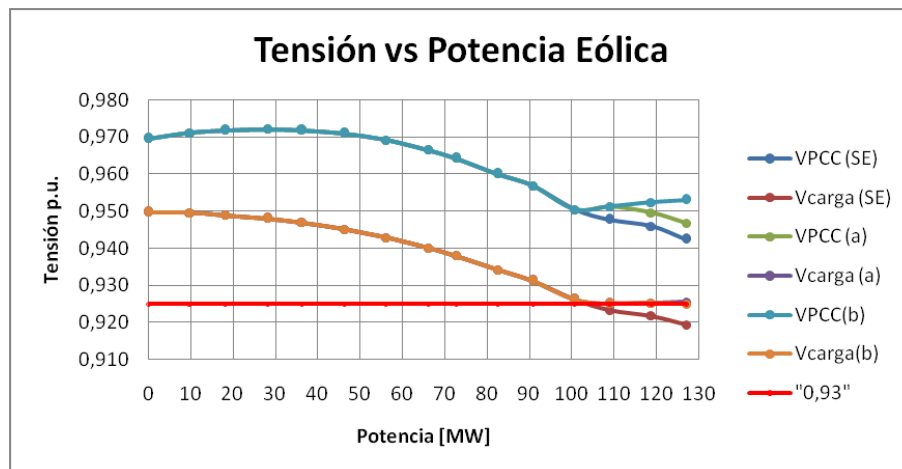


Figura 4.7: Tensión en la carga y PCC versus la potencia eólica instalada.

Vcarga(SE), VPCC(SE): Sin estrategia de control de tensión.

Vcarga(a), VPCC(a): Estrategia de control de tensión a.

Vcarga(b), VPCC(b): Estrategia de control de tensión b.

Se debe notar que la tensión en la carga, con ambas estrategias de control, se mantiene al límite inferior permitido por la NTSyCS y que las curvas de tensión de la Figura 4.7 se superponen.

La compensación reactiva necesaria para instalar más potencia eólica en los dos métodos propuestos es distinta, y es menor en el caso de compensar en la carga (Ver Tabla 4.3). Pero, la tensión en las barras del sistema es mejor cuando se compensa potencia reactiva en el PCC.

Potencia Eólica Instalada [MW]	Compensación en la Carga [MVar]	Compensación en PCC [MVar]	Diferencia Porcentual
118,8	1,88	2,49	24,5%
127,05	4,71	5,49	14,2%

Tabla 4.3: Compensación reactiva en la carga vs compensación reactiva en el PCC.

4.5.1.2 Generación Eólica Máxima vs mínima Demanda

Ahora, se supone un parque eólico de potencia instalada 127,05 [MW] y que a la vez está generando a potencia nominal. Es decir, este sistema tiene una capacidad de penetración eólica de 19%. Al disminuir la demanda, manteniendo un factor de potencia inductivo 0,96 fijo, se espera que la tensión aumente en las barras del sistema eléctrico. Este cálculo fue realizado para el sistema, para ello la generación de la central TERM se disminuye de forma proporcional a la demanda, cuando la demanda es significativa y no se despacha cuando el parque eólico es capaz de suplir toda la demanda (despacho económico de carga para la central TERM en Anexo B). La tensión en las barras de carga y PCC vs la demanda se muestra en la Figura 4.8. Se observa que la tensión en las barras del sistema no supera el límite permitido por la NTSyCS (1,07 p.u.), por lo que no es necesaria ninguna estrategia de control de (sobre) tensión.

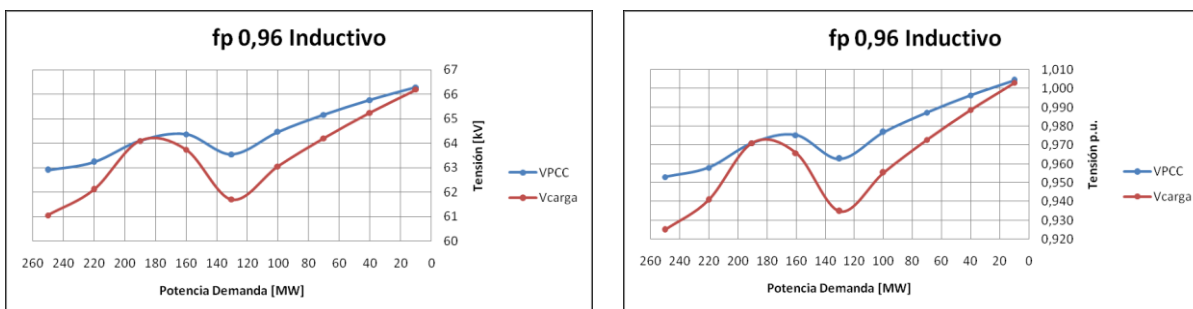


Figura 4.8: Tensión en las barras de carga y PCC vs demanda inductiva, máxima generación eólica.

Se realizó el mismo cálculo para un despacho de la central TERM en que se mantiene generando al mínimo posible y tampoco hay problemas de sobre tensión.

Ahora, se realizó el mismo cálculo anterior cuando el factor de potencia de la carga es capacitivo, $fp=0,98$. En este caso, la máxima demanda del sistema puede aumentar considerablemente pero, como no importa la situación de máxima demanda capacitiva, sino más bien la situación de mínima demanda capacitiva se mantuvo la misma demanda máxima. En este caso no es necesario despachar la central TERM. La tensión en las barras de carga y PCC vs la demanda se muestra en la Figura 4.9. Se observa que la tensión en las barras del sistema no supera el límite permitido por la NTSyCS (1,07p.u.), por lo que no es necesaria ninguna estrategia de control de (sobre) tensión.

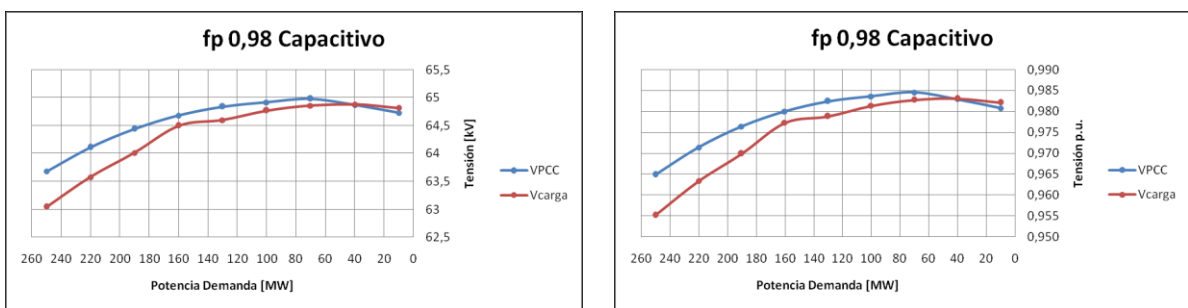


Figura 4.9: Tensión en las barras de carga y PCC vs demanda capacitiva, máxima generación eólica.

Se realizó el mismo cálculo para un despacho de la central TERM en que se mantiene generando al mínimo posible y tampoco hay problemas de sobre tensión.

4.5.1.3 Simulación Cuasiestática Diaria

Suponiendo que en el sistema de la Figura 4.6 el parque eólico tiene una potencia instalada de 127,05 [MW] y un consumo máximo diario de $S = 250$ [MVA] con factor de potencia constante $fp = 0,96$ inductivo. Es decir, este sistema tiene una capacidad de penetración eólica de 19%. Considerando las recomendaciones hechas en 4.3 se tiene la siguiente curva de tensión diaria en las barras de carga y PCC. (Ver Figura 4.10)

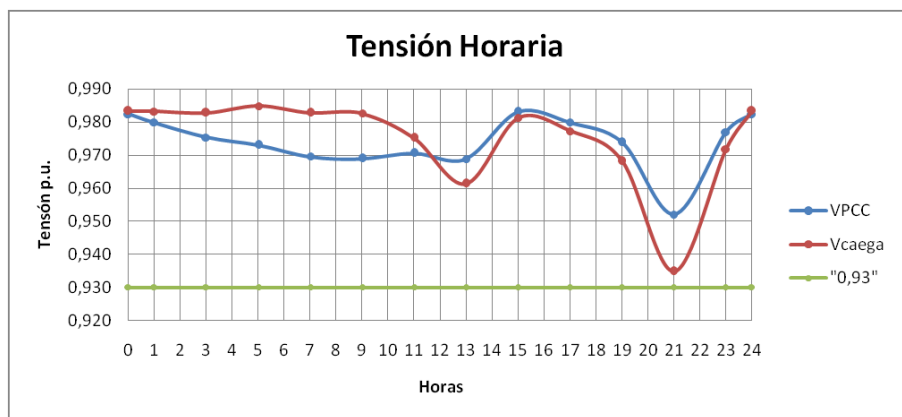


Figura 4.10: Curva de tensión diaria en las barras de carga y PCC.

Se consideró un despacho económico para la central TERM tal que la potencia activa generada corresponda a un 43% de la potencia en la carga. Se observa que cuando la demanda es baja, la tensión en la carga es mayor que la tensión en el PCC, mientras que en los *peaks* de demanda, la tensión en la carga es menor que la tensión en el PCC. Los puntos críticos se encuentran en los *peaks* de consumo y la tensión está en el límite permitido por la NTSyCS cuando la máxima generación eólica se da justo en un *peak* de consumo, debido al consumo de reactivos del sistema.

En el gráfico de la Figura 4.10 se observa que la mayor fluctuación de tensión sucede entre las 19 y 21 horas y entre las 21 y 23 horas. Y son debidos principalmente al cambio en la demanda.

4.5.2 Sistemas Eléctricos de 110 [kV]

En el sistema eléctrico mostrado en la Figura 4.6. Las líneas L1 y L2 son de un circuito, mientras que la línea L3 es de doble circuito. Todas las líneas son del mismo largo, 30 [km]. La

demanda máxima del sistema es de $S = 380$ [MVA] con factor de potencia $fp = 0,98$ inductivo. La capacidad de los elementos del sistema, se muestra en la Tabla 4.4 y sus parámetros se encuentran en el Anexo A.

Generadores		Líneas			Trasformadores	
HIDRA	283 [MVA]	L1	30[km]	239,4 [MVA]	T1	284 [MVA]
TERM	165 [MVA]	L2	30[km]	239,4 [MVA]	T2	170 [MVA]
PARQUE EÓLICO	154X1,85 [MVA]	L3	30[km]	2X239,4 [MVA]	T3	14 X 22,5[MVA]

Tabla 4.4: Capacidad de los elementos del sistema de 110 [kV].

4.5.2.1 Demanda Máxima vs Potencia Eólica Instalada

A medida que aumenta la potencia eólica instalada y despachada, disminuye la tensión en las barras de carga y PCC. Además, al mismo tiempo en que aumenta la generación eólica (según el despacho económico de carga) disminuye la generación de potencia activa de la central TERM. (El despacho realizado para la central TERM está en el Anexo B)

A diferencia del sistema de 66 [kV], cuando la capacidad de penetración eólica es de un 40% el sistema presenta problemas de subtensión en la barra PCC. En este caso, la potencia eólica instalada es de 254,1 [MW], que corresponde a un 68% de la demanda (Ver Figura 4.11). Por lo tanto, para un parque eólico con una potencia instalada mayor o igual a 254,1 [MW] se hace necesaria una estrategia de control de tensión adicional al sistema.

Se utilizó la siguiente estrategia de control de tensión:

- Compensación reactiva mediante la central TERM + Aumentar la tensión en la barra de carga mediante el cambio de tap del transformador de conexión del parque eólico T3.

Se logra operar el sistema dentro de los rangos permitidos por la norma técnica (NTSyCS) para una penetración eólica de 40%. Es decir, para una potencia eólica instalada de 54,1 [MW], que corresponde a un 68 % de la demanda. En la Figura 4.11 se muestra la tensión versus la potencia eólica instalada en la barra de carga y PCC para la estrategia de control de tensión utilizada.

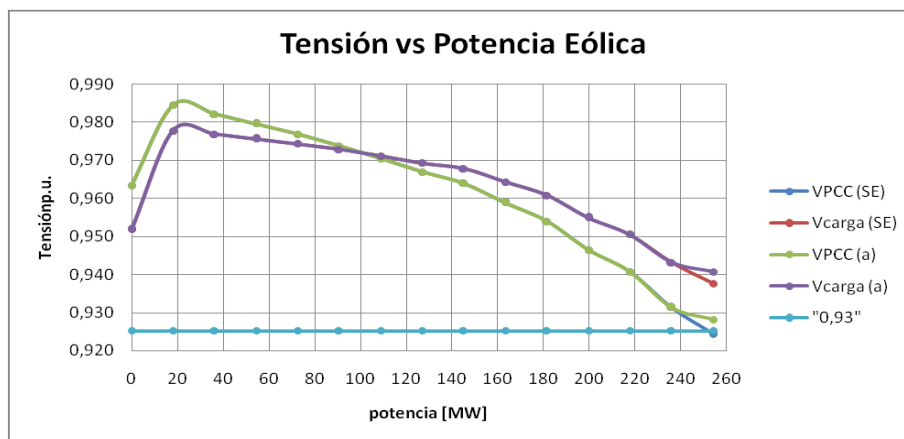


Figura 4.11: Tensión en la carga y PCC versus la potencia eólica instalada.

Vcarga(SE), VPCC(SE): Sin estrategia de control de tensión.

Vcarga(a), VPCC(a): Estrategia de control de tensión a.

Se realizó a la vez el caso en que la central TERM mantiene su generación de potencia activa constante (135 [MW]), es decir pensando que la central HIDRA es más cara. En cuyo caso, a medida que aumenta la potencia eólica instalada, disminuye la potencia inyectada desde la central HIDRA y eventualmente cambia el flujo de potencia activa por la línea L1.

En este caso también existen problemas de subtensión en el PCC cuando la capacidad de penetración eólica de 40% (Ver Figura 4.12). Pero no es posible solucionar el problema con la misma estrategia de control de tensión. Se utilizaron dos estrategias de control de tensión:

- Compensación reactiva mediante la central TERM + Utilizar compensación reactiva en la carga.
- Compensación reactiva mediante la central TERM + Utilizar compensación reactiva en el PCC.

Con ambas estrategias se logra operar el sistema dentro de los rangos permitidos por la norma técnica (NTSyCS) para una penetración eólica de 40%. Es decir, para una potencia eólica instalada de 254,1 [MW], que corresponde a un 68% de la demanda. En la Figura 4.12 se muestra la tensión versus la potencia eólica instalada en la barra de carga y PCC para las dos estrategias de control de tensión.

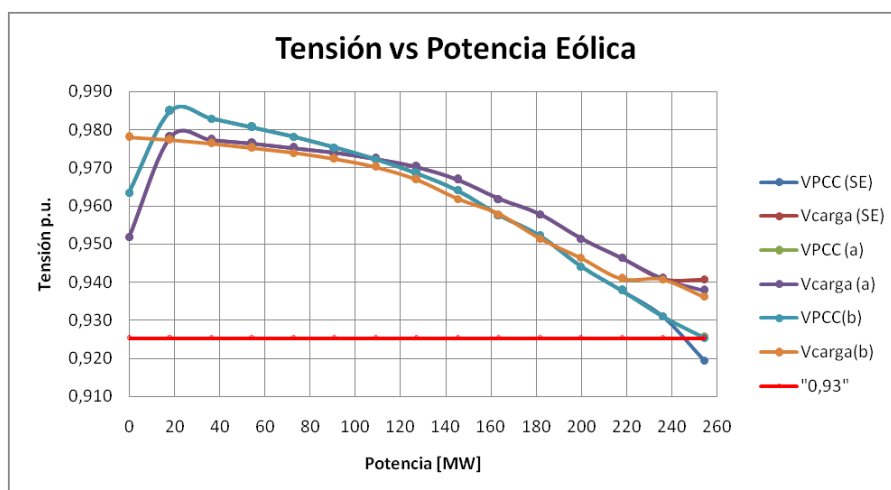


Figura 4.12: Tensión en la carga y PCC versus la potencia eólica instalada
Vcarga(SE), VPCC(SE): Sin estrategia de control de tensión.
Vcarga(a), VPCC(a): Estrategia de control de tensión a.
Vcarga(b), VPCC(b): Estrategia de control de tensión b.

Se debe notar que la tensión en el PCC, con ambas estrategias de control, llega al límite inferior permitido por la NTSyCS y que las curvas de tensión de la Figura 4.12 se superponen.

La compensación reactiva necesaria para instalar más potencia eólica en los dos métodos propuestos es distinta, y es menor en el caso de compensar en el PCC (Ver Tabla 4.5). Pero, la tensión en las barras del sistema es mejor cuando se compensa potencia reactiva en la carga.

Potencia Eólica Instalada [MW]	Compensación en la Carga [MVar]	Compensación en PCC [MVar]	Diferencia Porcentual
118,8	4,35	3,3	31,8%

Tabla 4.5: Compensación reactiva en la carga vs compensación reactiva en el PCC.

4.5.2.2 Generación Eólica Máxima vs Mínima Demanda

Ahora, se supone un parque eólico de potencia instalada 254 [MW] y que a la vez está generando a potencia nominal. Es decir, este sistema tiene una capacidad de penetración eólica de 40%. Al disminuir la demanda, manteniendo un factor de potencia inductivo 0,98 fijo, se espera que la tensión aumente en las barras del sistema eléctrico. Este cálculo fue realizado para el sistema, para ello la generación de la central TERM se disminuye de forma proporcional a la demanda, cuando la demanda es significativa y no se despacha cuando el parque eólico es capaz de suplir toda la demanda (despacho económico de carga para la central TERM en Anexo B). La tensión en las barras de carga y PCC versus la demanda se muestra en la Figura 4.13. Se observa que la tensión en las barras del sistema no supera el límite permitido por la NTSyCS (1,07 p.u.), por lo que no es necesaria ninguna estrategia de control de (sobre) tensión.

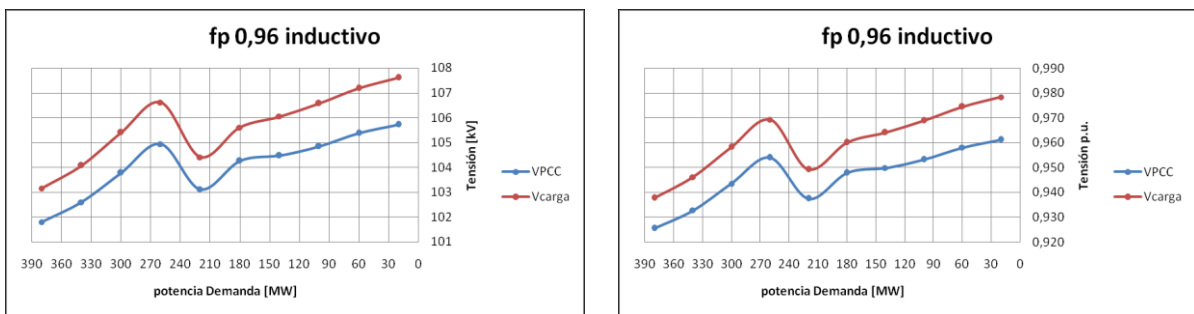


Figura 4.13: Tensión en las barras de carga y PCC vs demanda inductiva, máxima generación eólica.

Se realizó el mismo cálculo para un despacho de la central TERM en que se mantiene generando al mínimo posible y tampoco hay problemas de sobre tensión.

4.5.2.3 Simulación Cuasiestática Diaria

Suponiendo que en el sistema de la Figura 4.6 el parque eólico tiene una potencia instalada de 254 [MW] y un consumo máximo diario de $S = 380$ [MVA] con factor de potencia constante $fp = 0,98$ inductivo. Es decir, este sistema tiene una capacidad de penetración eólica de 40%. Considerando las recomendaciones hechas en 4.3 se tiene la siguiente curva de tensión diaria en las barras de carga y PCC (Ver Figura 4.14).

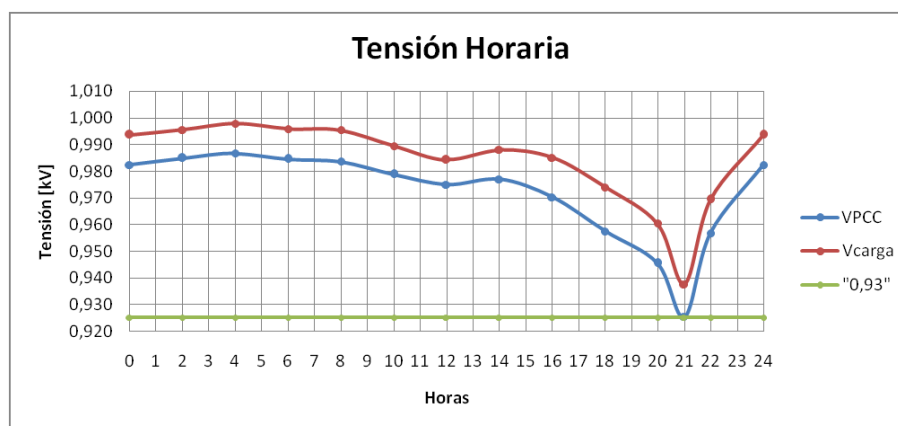


Figura 4.14: Curva de tensión diaria en las barras de carga y PCC.

Se consideró un despacho económico para la central TERM tal que la potencia activa generada corresponda a un 36% de la potencia en la carga. Se observa que la tensión en el PCC es siempre menor a la tensión en la carga. La peor situación se da cuando la máxima generación eólica se da justo en un peak de consumo, debido al consumo reactivo del sistema.

En el gráfico de la Figura 4.14 se observa que la mayor fluctuación de tensión sucede entre las 19 y 21 horas.

4.5.3 Sistemas Eléctricos de 220 [kV]

Se tiene el sistema eléctrico mostrado en la Figura 4.6. Todas las líneas son de un circuito y son del mismo largo, 100 [km]. La demanda máxima del sistema es de $S = 510$ [MVA] con factor de potencia $fp = 0,98$ inductivo. La capacidad de los elementos del sistema, se muestra en la Tabla 4.16 y sus parámetros se encuentran en el Anexo A.

Generadores		Líneas			Trasformadores	
HIDRA	402 [MVA]	L1	100[km]	239,4 [MVA]	T1	420 [MVA]
TERM	164 [MVA]	L2	100[km]	239,4 [MVA]	T2	180,7 [MVA]
PARQUE EÓLICO	176X1,85 [MVA]	L3	100[km]	239,4 [MVA]	T3	16 X 22,5[MVA]

Tabla 4.6: Capacidad de los elementos del sistema de 220 [kV].

4.5.3.1 Demanda Máxima vs Potencia Eólica Instalada

Se aumentó la potencia eólica instalada disminuyendo en forma proporcional la generación de la central TERM (cuyo despacho está en el Anexo B.). El sistema no presentó problemas de tensión para una penetración eólica de hasta 50%, que es cuando el parque eólico abastece solo a la demanda. La estrategia de control de tensión utilizada fue compensación de reactivos mediante la central TERM. La curva de tensión versus potencia eólica instalada se muestra en la Figura 4.15.

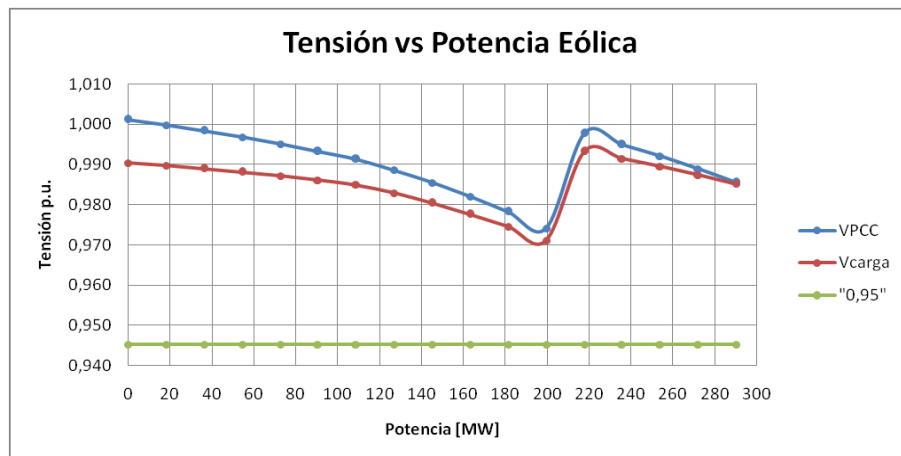


Figura 4.15: Tensión en la carga y PCC versus la potencia eólica instalada.

Se realizó a la vez el caso en que la central TERM mantiene su generación de potencia activa constante (130 [MW]), es decir pensando que HIDRA es la centra más cara. Cambian los flujos de potencia por la línea L1, pero no se encuentran problemas de tensión para una capacidad de penetración eólica superior al 50%. La estrategia de control de tensión utilizada fue compensación de reactivos mediante la central TERM. La curva de tensión vs potencia eólica instalada se muestra en la Figura 4.16.

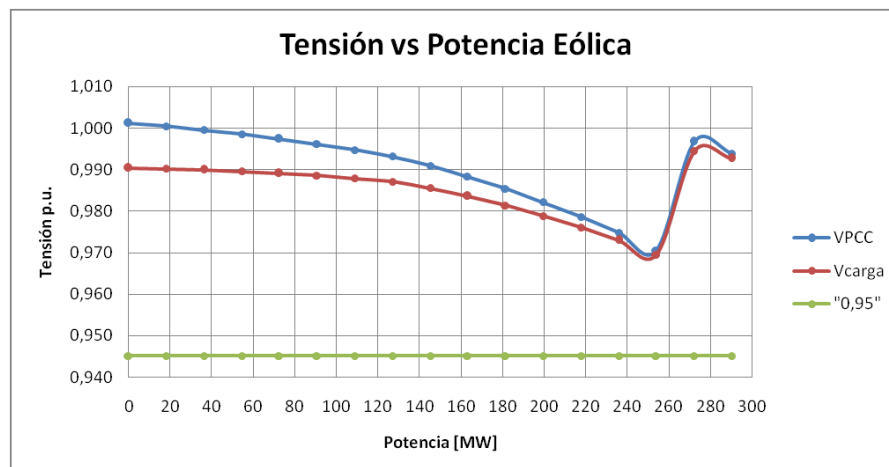


Figura 4.16: Tensión en la carga y PCC versus la potencia eólica instalada.

Este sistema eléctrico no presenta problema porque la central TERM tiene una buena capacidad de reactivos para abastecer la carga y porque las líneas del sistema tienen capacidad de sobra. Es un sistema fuerte, que podría soportar bien cualquier penetración eólica.

4.5.3.2 Generación Eólica Máxima vs Mínima Demanda

Ahora, se supone un parque eólico de potencia instalada 290 [MW] y que a la vez está generando a potencia nominal. Es decir, este sistema tiene una capacidad de penetración eólica de 36%. Al disminuir la demanda, manteniendo un factor de potencia inductivo 0,98 fijo, se espera que la tensión aumente en las barras del sistema eléctrico. Este cálculo fue realizado para el sistema, para ello la generación de la central TERM se disminuye de forma proporcional a la demanda cuando la demanda es significativa y no se despacha cuando el parque eólico es capaz de suplir toda la demanda (despacho económico de carga para la central TERM en

Anexo B). La tensión en las barras de carga y PCC vs la demanda se muestra en la Figura 4.17. Se observa que la tensión en las barras del sistema no supera el límite permitido por la NTSyCS (1,05 p.u.), por lo que no es necesaria ninguna estrategia de control de (sobre) tensión.

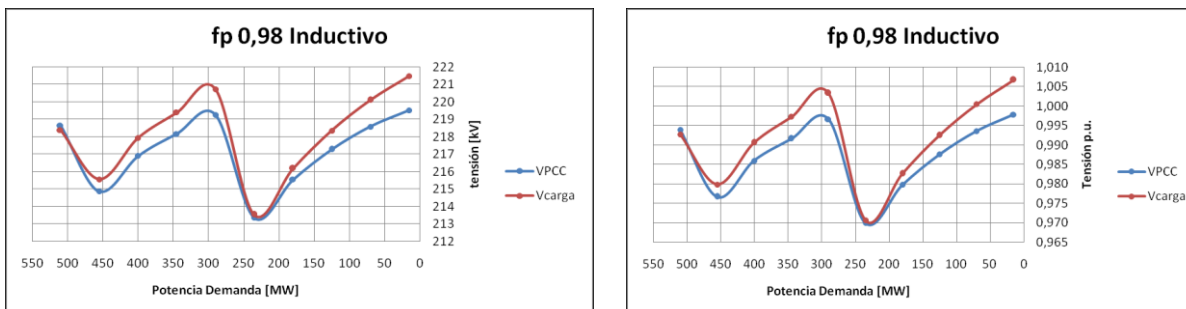


Figura 4.17: Tensión en las barras de carga y PCC vs demanda inductiva, máxima generación eólica.

Se realizó el mismo cálculo para un despacho de la central TERM en que se mantiene generando al mínimo posible y tampoco hay problemas de sobre tensión.

4.5.3.3 Simulación Cuasiestática Diaria

Suponiendo que en el sistema de la Figura 4.6 el parque eólico tiene una potencia instalada de 290 [MW] y un consumo máximo diario de $S = 510$ [MVA] con factor de potencia constante $fp = 0,98$ inductivo. Es decir, este sistema tiene una capacidad de penetración eólica de 36%. Considerando las recomendaciones hechas en 4.3 se tiene la siguiente curva de tensión diaria en las barras de carga y PCC. (Ver Figura 4.18)

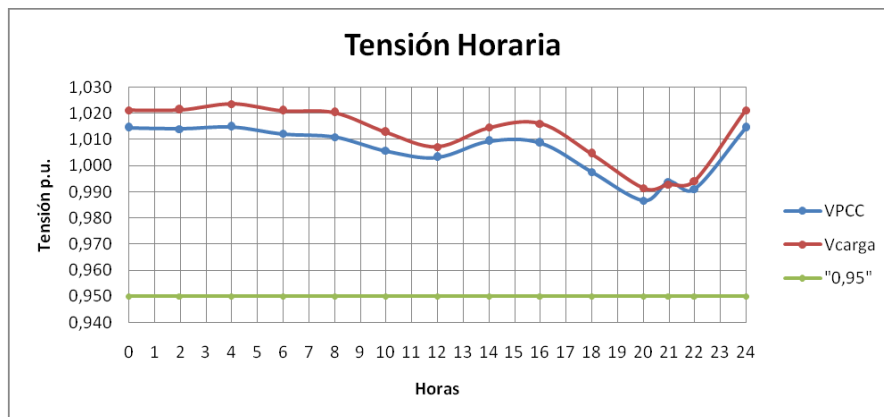


Figura 4.18: Curva de tensión diaria en las barras de carga y PCC.

Se consideró un despacho económico para la central TERM tal que la potencia activa generada corresponda a un 27% de la potencia en la carga. Se observa que la tensión tiene una mejor regulación que en los dos sistemas anteriores y no hay problemas de sobre o sub tensión.

4.6 Sistema Eléctrico de Topología Radial

La topología radial es la que se muestra en la Figura 4.19. Para los sistemas de 66, 110 y 220 [kV] cambia los parámetros de generadores, transformadores y líneas. Estos parámetros están en el Anexo A.

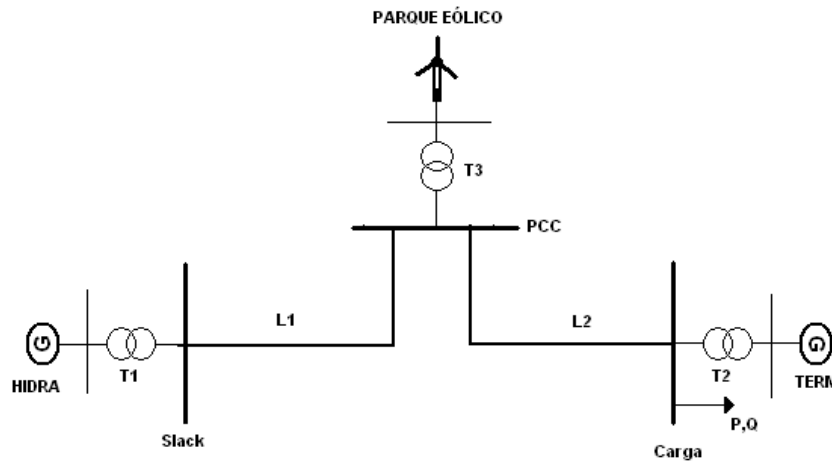


Figura 4.19: Sistema Eléctrico de topología radial, consumo en un extremo.

4.6.1 Sistemas Eléctricos de 66 [kV]

En el sistema eléctrico mostrado en la Figura 4.19. Las líneas L1 y L2 son de doble circuito y ambas de largo 25 [km]. La demanda máxima del sistema es de $S = 205$ [MVA] con factor de potencia $f_p = 0,96$ inductivo. La capacidad de los elementos del sistema, se muestra en la Tabla 4.7 y sus parámetros se encuentran en el Anexo A.

Generadores		Líneas			Trasformadores	
HIDRA	1 X 220 [MVA]	L1	25[km]	1 X 52,14 [MVA]	T1	1 X 240 [MVA]
TERM	1 X 135,3 [MVA]	L2	25[km]	1 X 52,14 [MVA]	T2	1 X 240 [MVA]
PARQUE EÓLICO	66 X 1,85 [MVA]				T3	6 X 22,5[MVA]

Tabla 4.7: Capacidad de los elementos del sistema de 66 [kV].

4.6.1.1 Demanda Máxima vs Potencia Eólica Instalada

A medida que aumenta la potencia eólica instalada y despachada, disminuye la tensión en las barras de carga y PCC, siendo siempre menor la tensión en la barra de carga. Además, al mismo tiempo en que aumenta la generación eólica (según el despacho económico de carga) disminuye la generación de potencia activa de la central TERM, manteniendo su generación de reactivos constante. (El despacho realizado para la central TERM está en el Anexo B)

Cuando la capacidad de penetración eólica es de un 14% el sistema presenta problemas de subtensión en la barra de carga. En este caso, la potencia eólica instalada es de 54,45 [MW], que corresponde a un 28% de la demanda (Ver Figura 4.20). Por lo tanto, para un parque eólico con una potencia instalada mayor o igual a 54,45 [MW], se hace necesaria una estrategia de control de tensión adicional para elevar la tensión en la carga.

Se utilizaron dos estrategias de control de tensión:

- a. Reactivos de central TERM al máximo + Aumentar la tensión en la barra de carga mediante el cambio de tap del transformador de conexión del parque eólico T3 + Utilizar compensación reactiva en la carga.

- b. Reactivos de central TERM al máximo + Aumentar la tensión en la barra de carga mediante el cambio de tap del transformador de conexión del parque eólico T3 + Utilizar compensación reactiva en el PCC.

Con ambas estrategias se logra operar el sistema dentro de los rangos permitidos por la norma técnica (NTSyCS) para una penetración eólica de 25%. Es decir, para una potencia eólica instalada de 108,9 [MW], que corresponde a un 55% de la demanda. En la Figura 4.20 se muestra la tensión versus la potencia eólica instalada en la barra de carga y PCC para las dos estrategias de control de tensión.

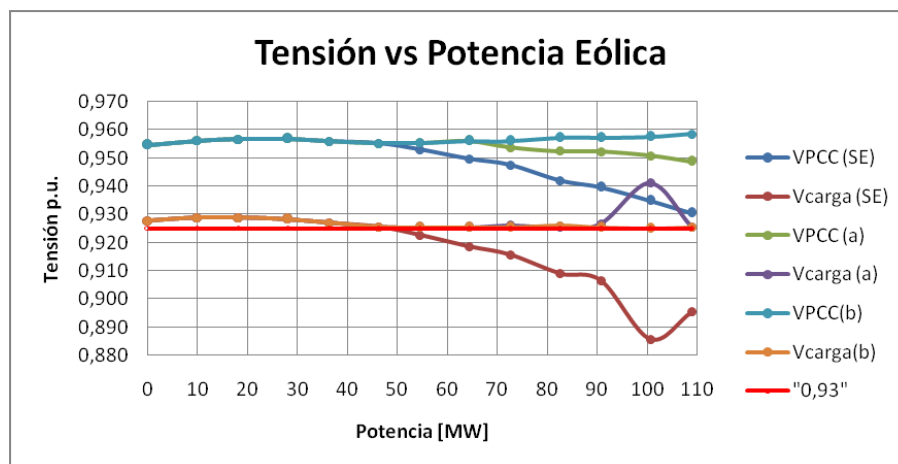


Figura 4.20: Tensión en la carga y PCC versus la potencia eólica instalada
Vcarga(SE), VPCC(SE): Sin estrategia de control de tensión.
Vcarga(a), VPCC(a): Estrategia de control de tensión a.
Vcarga(b), VPCC(b): Estrategia de control de tensión b.

Se debe notar que la tensión en la carga se mantiene en el límite inferior permitido por la NTSyCS y que las curvas de tensión de la Figura 4.20 se superponen.

La compensación reactiva necesaria para instalar más potencia eólica en los dos métodos propuestos es distinta, y es menor en el caso de compensar en la carga (Ver Tabla 4.8). Pero, la tensión en las barras del sistema es mayor cuando se compensa potencia reactiva en el PCC.

Potencia Eólica Instalada [MW]	Compensación en la Carga [MVar]	Compensación en PCC [MVar]	Diferencia Porcentual
72,6	3,77	4,52	16,6%
82,5	4,71	6,55	28,1%
92,75	6,61	9,07	27,1%
100,65	8,02	11,09	27,7%
108,9	10,37	14,66	29,3%

Tabla 4.8: Compensación reactiva en la carga vs compensación reactiva en el PCC.

4.6.1.2 Generación Eólica Máxima vs Mínima Demanda

Ahora, se supone un parque eólico de potencia instalada 108,9 [MW] y que a la vez está generando a potencia nominal. Es decir, este sistema tiene una capacidad de penetración

eólica de 25%. Al disminuir la demanda, manteniendo un factor de potencia inductivo 0,96 fijo, se espera que la tensión aumente en las barras del sistema eléctrico. Este cálculo fue realizado para el sistema, para ello la generación de la central TERM se disminuye de forma proporcional a la demanda, siendo siempre un 41% de esta, (despacho económico de carga para la central TERM en Anexo B). La tensión en las barras de carga y PCC versus la demanda se muestra en la Figura 4.21. Se observa que la tensión en las barras del sistema no supera el límite permitido por la NTSyCS (1,07 p.u.), por lo que no es necesaria ninguna estrategia de control de (sobre) tensión.

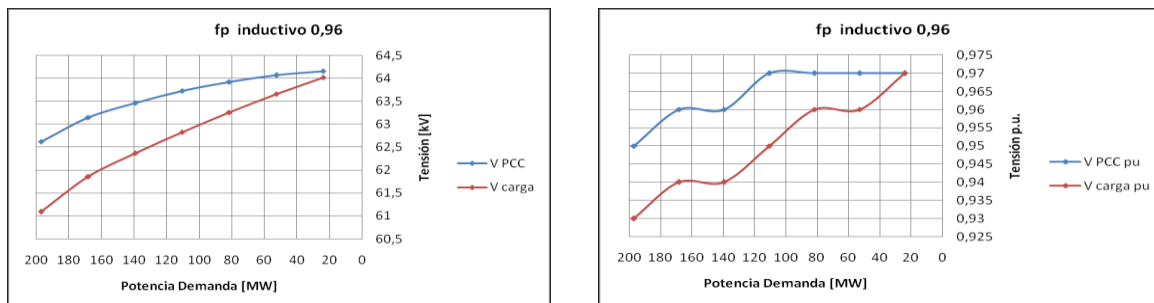


Figura 4.21: Tensión en las barras de carga y PCC vs demanda inductiva, máxima generación eólica.

Ahora, se realizó el mismo cálculo anterior cuando el factor de potencia de la carga es capacitivo, $fp=0,98$. En este caso, la máxima demanda del sistema puede aumentar considerablemente, pero como no importa la situación de máxima demanda capacitiva, sino más bien la situación de mínima demanda capacitiva se mantuvo la misma demanda máxima. Se realizó el mismo despacho para la central TERM que en el caso anterior (despacho económico de carga para la central TERM en Anexo B). La tensión en las barras de carga y PCC vs la demanda se muestra en la Figura 4.22. Se observa que la tensión en las barras del sistema no supera el límite permitido por la NTSyCS (1,07 p.u.), por lo que no es necesaria ninguna estrategia de control de (sobre) tensión.

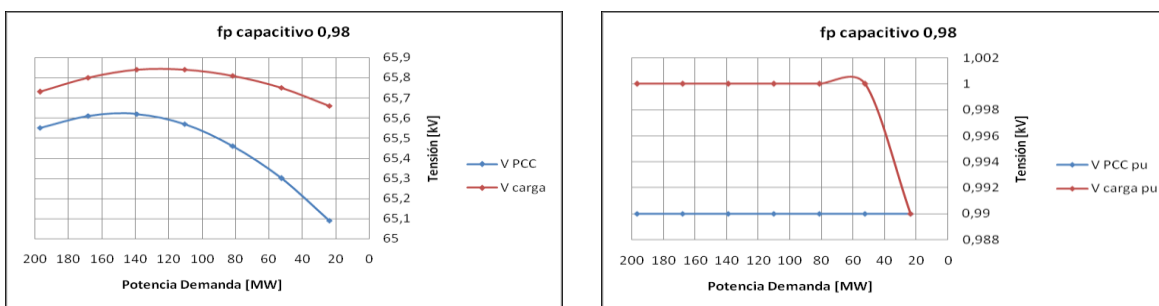


Figura 4.22: Tensión en las barras de carga y PCC vs demanda capacitiva, máxima generación eólica.

4.6.1.3 Simulación Cuasiestática Diaria

Suponiendo que en el sistema de la Figura 4.19 el parque eólico tiene una potencia instalada de 108,9 [MW] y un consumo máximo diario de $S = 205$ [MVA] con factor de potencia constante $fp = 0,96$ inductivo. Es decir, este sistema tiene una capacidad de penetración eólica de 25%. Considerando las recomendaciones hechas en 4.3 se tiene la siguiente curva de tensión diaria en las barras de carga y PCC. (Figura 4.23)

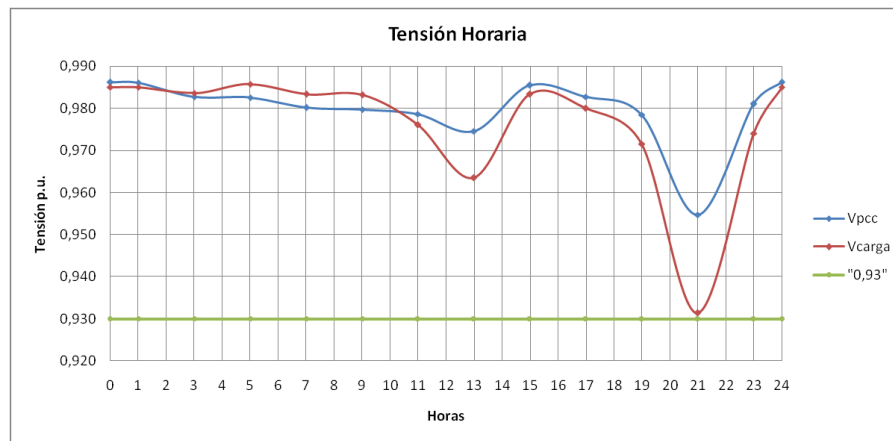


Figura 4.23: Curva de tensión diaria en las barras de carga y PCC.

Se consideró un despacho económico para la central TERM tal que la potencia activa generada corresponda a un 60% de la potencia en la carga. (Ver Anexo B)

Se observa que cuando la demanda es baja, la tensión en la carga es mayor que la tensión en el PCC, mientras que en los *peaks* de demanda, la tensión en la carga es menor que la tensión en el PCC. Los puntos críticos se encuentran en los *peaks* de consumo y la tensión esta en el límite permitido por la NTSyCS cuando la máxima generación eólica se da justo en un *peak* de consumo, debido al consumo reactivo del sistema.

En el gráfico de la Figura 4.23 se observa que la mayor fluctuación de tensión sucede entre las 19 y 21 horas y entre las 21 y 23 horas. Y son debidos principalmente al cambio en la demanda.

4.6.2 Sistemas Eléctricos de 110 [kV]

En el sistema eléctrico mostrado en la Figura 4.19. Las líneas L1 y L2 son de un circuito, y del mismo largo, 30 [km]. La demanda máxima del sistema es de $S = 300$ [MVA] con factor de potencia $fp = 0,98$ inductivo. La capacidad de los elementos del sistema, se muestra en la Tabla 4.9 y sus parámetros se encuentran en el Anexo A.

Generadores		Líneas			Trasformadores	
HIDRA	283 [MVA]	L1	30[km]	239,4 [MVA]	T1	284 [MVA]
TERM	165 [MVA]	L2	30[km]	239,4 [MVA]	T2	170 [MVA]
PARQUE EÓLICO	121X1,85 [MVA]				T3	11 X 22,5[MVA]

Tabla 4.9: Capacidad de los elementos del sistema de 110 [kV].

4.6.2.1 Demanda Máxima vs Potencia Eólica Instalada

A medida que aumenta la potencia eólica instalada y despachada, disminuye la tensión en las barras de carga y PCC. Además, al mismo tiempo en que aumenta la generación eólica (según el despacho económico de carga) disminuye la generación de potencia activa de la central TERM. (El despacho realizado para la central TERM está en el Anexo B)

Cuando la capacidad de penetración eólica es de un 13% el sistema presenta problemas de subtensión en la barra de carga. En este caso, la potencia eólica instalada es de 54,45 [MW], que corresponde a un 19% de la demanda (Ver Figura 4.24). Por lo tanto, para un parque eólico

con una potencia instalada mayor o igual a 54,45 [MW], se hace necesaria una estrategia de control de tensión adicional para elevar la tensión de la carga.

Se utilizaron las siguientes estrategias de control de tensión:

- Compensación reactiva mediante la central TERM + Aumentar la tensión en la barra de carga mediante el cambio de tap del transformador de conexión del parque eólico T3 + Utilizar compensación reactiva en la carga.
- Compensación reactiva mediante la central TERM + Aumentar la tensión en la barra de carga mediante el cambio de tap del transformador de conexión del parque eólico T3 + Utilizar compensación reactiva en el PCC.

Se logra operar el sistema dentro de los rangos permitidos por la norma técnica (NTSyCS) para una penetración eólica de 34%. Es decir, para una potencia eólica instalada de 199,7 [MW], que corresponde a un 68 % de la demanda. En Figura 4.24 se muestra la tensión versus la potencia eólica instalada en la barra de carga y PCC para las estrategias de control de tensión utilizadas.

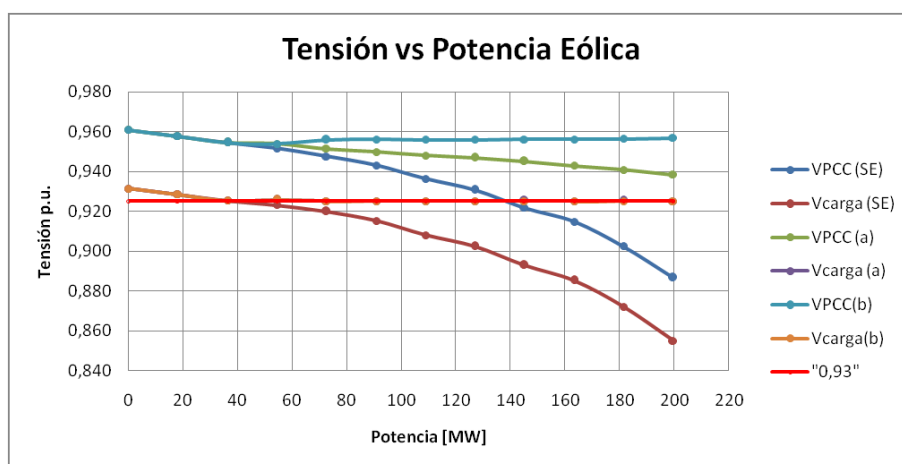


Figura 4.24: Tensión en la carga y PCC versus la potencia eólica instalada
Vcarga(SE), VPCC(SE): Sin estrategia de control de tensión.
Vcarga(a), VPCC(a): Estrategia de control de tensión a.
Vcarga(b), VPCC(b): Estrategia de control de tensión b.

Se debe notar que la tensión en la carga, con ambas estrategias de control, se mantiene al límite inferior permitido por la NTSyCS y que las curvas de tensión de la Figura 4.24 se superponen.

La compensación reactiva necesaria para instalar más potencia eólica en los dos métodos propuestos es distinta, y es menor en el caso de compensar en la carga. (Ver Tabla 4.10)

Potencia Eólica Instalada [MW]	Compensación en la Carga [MVar]	Compensación en PCC [MVar]	Diferencia Porcentual
72,6	7,06	10,05	29,8%
90,75	9,41	14,08	33,2%
108,9	12,24	17,59	30,4%
127,05	14,59	21,61	32,5%
145,2	17,89	26,15	31,6%
163,35	21,19	30,67	30,9%
181,5	24,96	35,72	30,1%
199,65	28,72	41,29	30,4%

Tabla 4.10: Compensación reactiva en la carga vs compensación reactiva en el PCC.

Se realizó a la vez el caso en que la central TERM mantiene su generación de potencia activa constante (135 [MW]), es decir pesando que la central HIDRA es más cara. En cuyo caso, a medida que aumenta la potencia eólica instalada, disminuye la potencia inyectada desde la central HIDRA y eventualmente cambia el flujo de potencia activa por la línea L1.

En este caso también existen problemas de subtensión en la barra de carga cuando la capacidad de penetración eólica de 13% (Ver Figura 4.12). Se utilizaron dos estrategias de control de tensión:

- a. Compensación reactiva mediante la central TERM + Aumentar la tensión en la barra de carga mediante el cambio de tap del transformador de conexión del parque eólico T3 + Utilizar compensación reactiva en la carga.
- b. Compensación reactiva mediante la central TERM + Aumentar la tensión en la barra de carga mediante el cambio de tap del transformador de conexión del parque eólico T3 + Utilizar compensación reactiva en el PCC.

Con ambas estrategias se logra operar el sistema dentro de los rangos permitidos por la norma técnica (NTSyCS) para una penetración eólica de 34%. Es decir, para una potencia eólica instalada de 199,7 [MW], que corresponde a un 68% de la demanda. En la Figura 4.25 se muestra la tensión versus la potencia eólica instalada en la barra de carga y PCC para las dos estrategias de control de tensión.

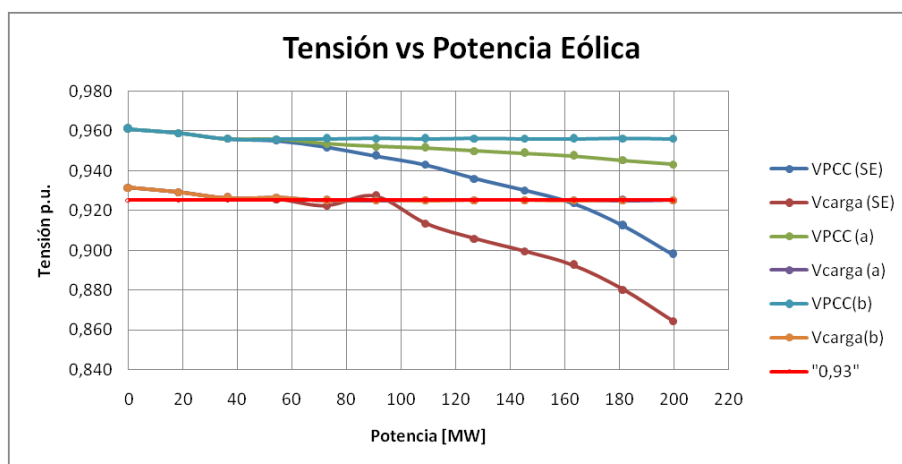


Figura 4.25: Tensión en la carga y PCC versus la potencia eólica instalada
Vcarga(SE), VPCC(SE): Sin estrategia de control de tensión.
Vcarga(a), VPCC(a): Estrategia de control de tensión a.
Vcarga(b), VPCC(b): Estrategia de control de tensión b.

Se debe notar que la tensión en la carga, con ambas estrategias de control, se mantiene al límite inferior permitido por la NTSyCS y que las curvas de tensión de la Figura 4.25 se superponen.

La compensación reactiva necesaria para instalar más potencia eólica en los dos métodos propuestos es distinta, y es menor en el caso de compensar en la carga. (Ver Tabla 4.11)

Potencia Eólica Instalada [MW]	Compensación en la Carga [MVar]	Compensación en PCC [MVar]	Diferencia Porcentual
72,6	3,76	5,53	32%
90,75	5,65	8,55	33,9%
108,9	7,53	10,56	28,7%
127,05	9,89	14,08	29,8%
145,2	11,77	16,59	29,1%
163,35	13,65	19,1	28,5,3%
181,5	16,47	23,64	30,3%
199,65	20,25	28,16	28,1%

Tabla 4.11: Compensación reactiva en la carga vs compensación reactiva en el PCC.

4.6.2.2 Generación Eólica Máxima vs Mínima Demanda

Ahora, se supone un parque eólico de potencia instalada 181,5 [MW] y que a la vez está generando a potencia nominal. Es decir, este sistema tiene una capacidad de penetración eólica de 33%. Al disminuir la demanda, manteniendo un factor de potencia inductivo 0,98 fijo, se espera que la tensión aumente en las barras del sistema eléctrico. Este cálculo fue realizado para el sistema, para ello la generación de la central TERM se disminuye de forma proporcional a la demanda, siendo siempre un 46% de esta, (despacho económico de carga para la central TERM en Anexo B). La tensión en las barras de carga y PCC versus la demanda se muestra en la Figura 4.26. Se observa que la tensión en las barras del sistema no supera el límite permitido por la NTSyCS (1,07 p.u.), por lo que no es necesaria ninguna estrategia de control de (sobre) tensión.

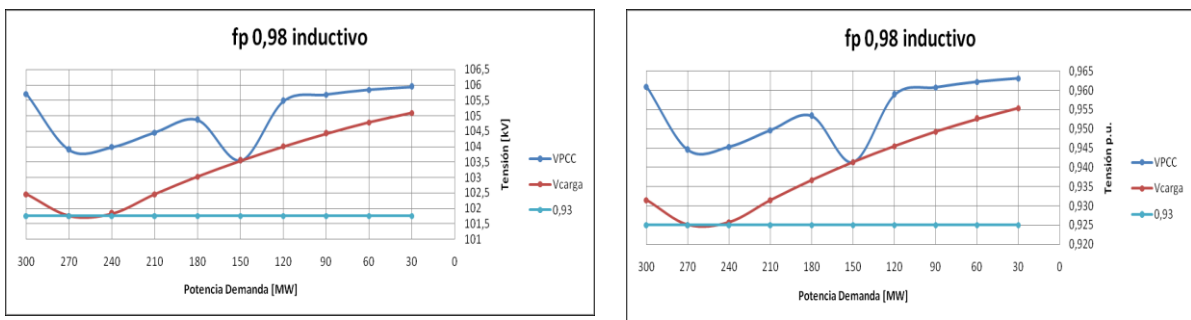


Figura 4.26: Tensión en las barras de carga y PCC vs demanda inductiva, máxima generación eólica.

4.6.2.3 Simulación Cuasiestática Diaria

Suponiendo que en el sistema de la Figura 4.6 el parque eólico tiene una potencia instalada de 181,5 [MW] y un consumo máximo diario de $S = 300$ [MVA] con factor de potencia constante $fp = 0,98$ inductivo. Es decir, este sistema tiene una capacidad de penetración eólica de 33%. Considerando las recomendaciones hechas en 4.3 se tiene la siguiente curva de tensión diaria en las barras de carga y PCC. (Ver Figura 4.27)

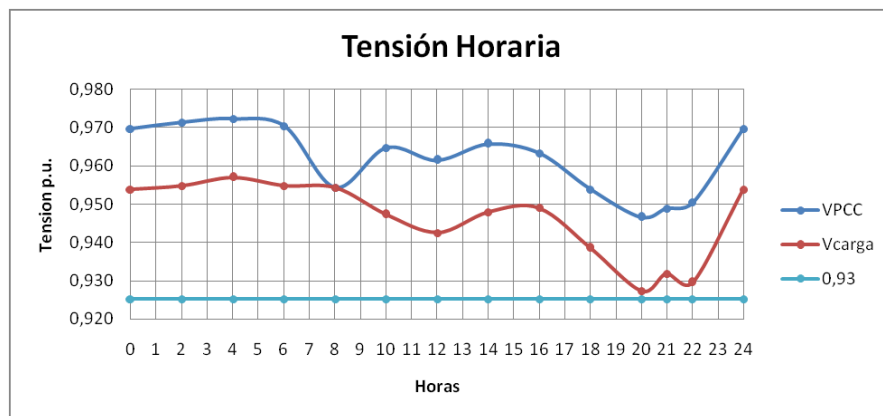


Figura 4.27: Curva de tensión diaria en las barras de carga y PCC.

Se consideró un despacho económico para la central TERM tal que la potencia activa generada corresponda a un 46% de la potencia en la carga (Ver Anexo B). Se observa que la tensión en el PCC es siempre menor a la tensión en la carga. La peor situación se da cuando la máxima generación eólica se da justo en un *peak* de consumo, debido al consumo reactivo del sistema.

En el gráfico de la Figura 4.27 se observa que la mayor fluctuación de tensión sucede entre las 19 y 21 horas.

4.6.3 Sistemas Eléctricos de 220 [kV]

Se tiene el sistema eléctrico mostrado en la Figura 4.19. Todas las líneas son de un circuito y son del mismo largo, 100 [km]. La demanda máxima del sistema es de $S = 440$ [MVA] con factor de potencia $fp = 0,98$ inductivo. La capacidad de los elementos del sistema, se muestra en la Tabla 4.12 y sus parámetros se encuentran en el Anexo A.

Generadores		Líneas			Trasformadores	
HIDRA	402 [MVA]	L1	100[km]	239,4 [MVA]	T1	420 [MVA]
TERM	164 [MVA]	L2	100[km]	239,4 [MVA]	T2	180,7 [MVA]
PARQUE EÓLICO	176X1,85 [MVA]	L3	100[km]	239,4 [MVA]	T3	16 X 22,5[MVA]

Tabla 4.12: Capacidad de los elementos del sistema de 220 [kV].

4.6.3.1 Demanda Máxima vs Potencia Eólica Instalada

Se aumento la potencia eólica instalada disminuyendo en forma proporcional la generación de la central TERM (Cuyo despacho está en el Anexo B). Cuando la capacidad de penetración eólica es de un 12% hay problemas de subtensión en la barra de carga. En este caso, la potencia eólica instalada es de 72,6 [MW] que corresponde a un 17% de la demanda (Ver Figura 4.28). Por lo tanto, para un parque eólico con una potencia instalada mayor o igual a 72,6 [MW], se hace necesaria una estrategia de control de tensión adicional para elevar la tensión en la barra de carga.

Se utilizaron las siguientes estrategias de control de tensión:

- Compensación reactiva mediante la central TERM + Aumentar la tensión en la barra de carga mediante el cambio de tap del transformador de conexión del parque eólico T3 + Utilizar compensación reactiva en la carga.
- Compensación reactiva mediante la central TERM + Aumentar la tensión en la barra de carga mediante el cambio de tap del transformador de conexión del parque eólico T3 + Utilizar compensación reactiva en el PCC.

Se logra operar el sistema dentro de los rangos permitidos por la norma técnica (NTSyCS) para una penetración eólica de 36%. Es decir, para una potencia eólica instalada de 290,4 [MW], que corresponde a un 68 % de la demanda. En la Figura 4.28 se muestra la tensión versus la potencia eólica instalada en la barra de carga y PCC para las estrategias de control de tensión utilizadas.

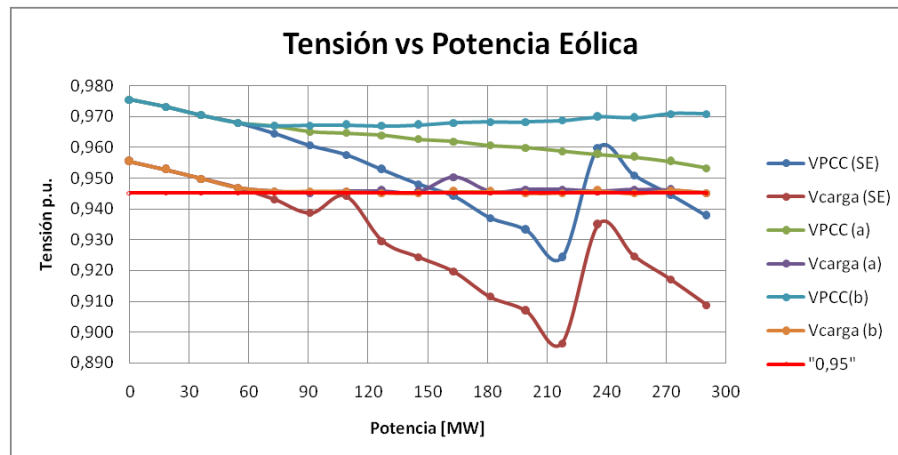


Figura 4.28: Tensión en la carga y PCC versus la potencia eólica instalada
Vcarga(SE), VPCC(SE): Sin estrategia de control de tensión.
Vcarga(a), VPCC(a): Estrategia de control de tensión a.
Vcarga(b), VPCC(b): Estrategia de control de tensión b.

Se debe notar que la tensión en la carga, con ambas estrategias de control, se mantiene al límite inferior permitido por la NTSyCS y que las curvas de tensión de la Figura 4.28 se superponen.

La compensación reactiva necesaria para instalar más potencia eólica en los dos métodos propuestos es distinta, y es menor en el caso de compensar en la barra de carga. (Ver Tabla 4.13)

Se realizó a la vez el caso en que la central TERM mantiene su generación de potencia activa constante (130 [MW]), es decir pesando que la central HIDRA es más cara. En cuyo caso, a medida que aumenta la potencia eólica instalada, disminuye la potencia inyectada desde la central HIDRA y eventualmente cambia el flujo de potencia activa por la línea L1.

En este caso también existen problemas de subtensión en la barra de carga pero cuando la capacidad de penetración eólica es de 28% (Ver Figura 4.12). Se utilizaron dos estrategias de control de tensión:

- a. Compensación reactiva mediante la central TERM + Aumentar la tensión en la barra de carga mediante el cambio de tap del transformador de conexión del parque eólico T3 + Utilizar compensación reactiva en la carga.
- b. Compensación reactiva mediante la central TERM + Aumentar la tensión en la barra de carga mediante el cambio de tap del transformador de conexión del parque eólico T3 + Utilizar compensación reactiva en el PCC.

Potencia Eólica Instalada [MW]	Compensación en la Carga [MVar]	Compensación en PCC [MVar]	Diferencia Porcentual
90,75	2,95	4,63	36,3%
108,9	5,41	7,72	29,9%
127,05	7,87	10,8	27,1%
145,2	10,33	14,41	28,3%
163,35	13,29	18,55	28,4%
181,5	16,23	22,69	28,5%
199,65	19,7	26,81	26,5%
217,8	23,15	31,49	26,5%
235,95	25,09	36,73	31,7%
254,1	29,06	41,36	29,7%
272,25	32,99	47,18	30,1%
290,4	36,85	52,35	29,6%

Tabla 4.13: Compensación reactiva en la carga vs compensación reactiva en el PCC.

Con ambas estrategias se logra operar el sistema dentro de los rangos permitidos por la norma técnica (NTSyCS) para una penetración eólica de 36%. Es decir, para una potencia eólica instalada de 290,4 [MW], que corresponde a un 68% de la demanda. En Figura 4.29 se muestra la tensión versus la potencia eólica instalada en la barra de carga y PCC para las dos estrategias de control de tensión.

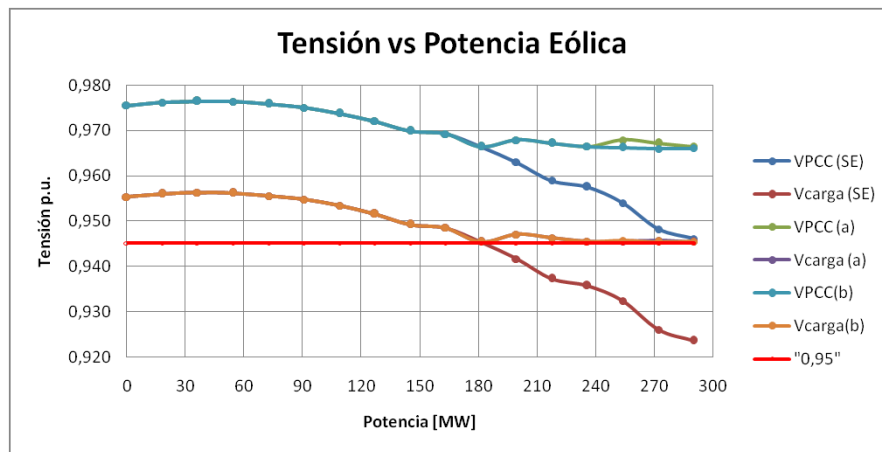


Figura 4.29: Tensión en la carga y PCC versus la potencia eólica instalada
Vcarga(SE), VPCC(SE): Sin estrategia de control de tensión.
Vcarga(a), VPCC(a): Estrategia de control de tensión a.
Vcarga(b), VPCC(b): Estrategia de control de tensión b.

Se debe notar que la tensión en la carga, con ambas estrategias de control, se mantiene al límite inferior permitido por la NTSyCS y que las curvas de tensión de la Figura 4.29 se superponen.

La compensación reactiva necesaria para instalar más potencia eólica en los dos métodos propuestos es distinta, y es menor en el caso de compensar en la barra carga. (Ver Tabla 4.14)

Potencia Eólica Instalada [MW]	Compensación en la Carga [MVar]	Compensación en PCC [MVar]	Diferencia Porcentual
254,1	5,41	7,7	29,7%
272,25	7,87	10,78	27%
290,4	10,32	14,37	28,2%

Tabla 4.14: Compensación reactiva en la carga vs compensación reactiva en el PCC.

4.6.3.2 Generación Eólica Máxima vs Mínima Demanda

Ahora, se supone un parque eólico de potencia instalada 290,4 [MW] y que a la vez está generando a potencia nominal. Es decir, este sistema tiene una capacidad de penetración eólica de 36%. Al disminuir la demanda, manteniendo un factor de potencia inductivo 0,98 fijo, se espera que la tensión aumente en las barras del sistema eléctrico. Este cálculo fue realizado para el sistema, para ello la generación de la central TERM se disminuye de forma proporcional a la demanda, siendo siempre un 30% de esta, (despacho económico de carga para la central TERM en Anexo B). La tensión en las barras de carga y PCC versus la demanda se muestra en la Figura 4.30. Se observa que la tensión en las barras del sistema no supera el límite permitido por la NTSyCS (1,05 p.u.), por lo que no es necesaria ninguna estrategia de control de (sobre) tensión.

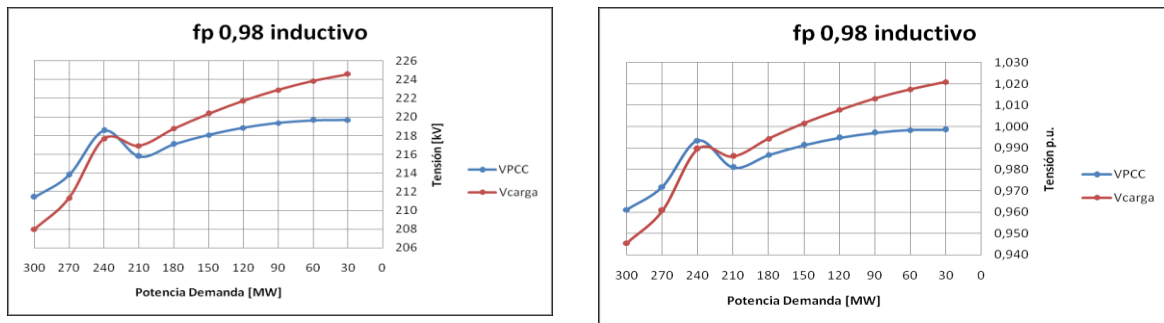


Figura 4.30: Tensión en las barras de carga y PCC vs demanda inductiva, máxima generación eólica.

4.6.3.3 Simulación Cuasiestática Diaria

Suponiendo que en el sistema de la Figura 4.19 el parque eólico tiene una potencia instalada de 290,4 [MW] y un consumo máximo diario de $S = 440$ [MVA] con factor de potencia constante $fp = 0,98$ inductivo. Es decir, este sistema tiene una capacidad de penetración eólica de 36%. Considerando las recomendaciones hechas en 4.3 se tiene la siguiente curva de tensión diaria en las barras de carga y PCC. (Ver Figura 4.31)

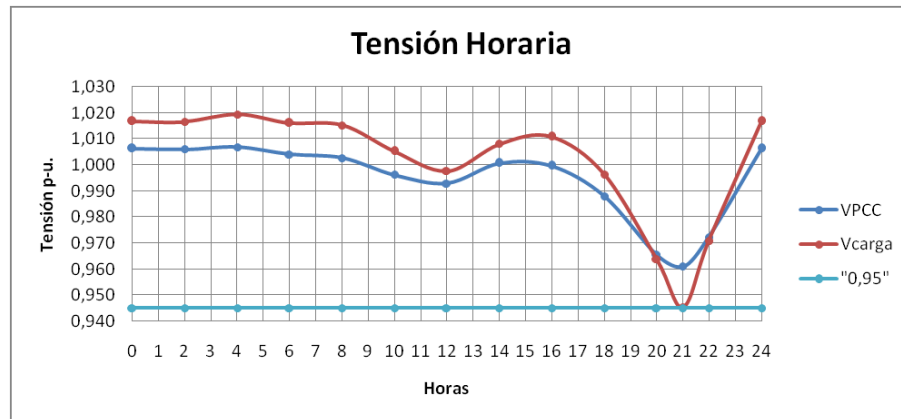


Figura 4.31: Curva de tensión diaria en las barras de carga y PCC.

Se consideró un despacho económico para la central TERM tal que la potencia activa generada corresponda a un 36% de la potencia en la carga (Ver Anexo B). Se observa que a excepción de cuando sucede la máxima demanda, la tensión en el PCC es siempre menor a la tensión en la carga. La peor situación se da cuando la máxima generación eólica se da justo en un *peak* de consumo, debido al consumo reactivo del sistema.

En el gráfico de la Figura 4.31 se observa que la mayor fluctuación de tensión sucede entre las 19 y 21 horas.

4.7 Sistema Eléctrico de Topología Radial, Consumo y Parque Eólico en un Extremo del Sistema

La topología radial con el consumo y el parque eólico al final del sistema es la que se muestra en la Figura 4.32. Para los sistemas de 66, 110 y 220 [kV] cambia los parámetros de generadores, transformadores y líneas. Estos parámetros están en el Anexo A.

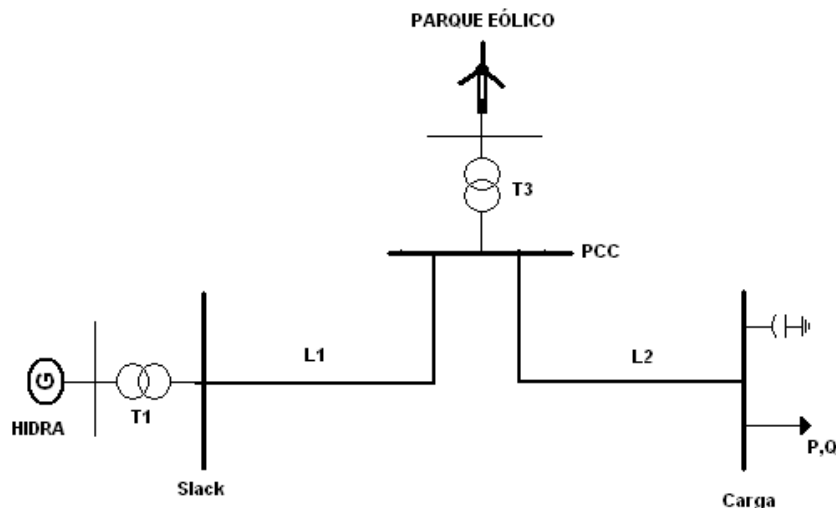


Figura 4.32: Sistema eléctrico de topología radial, parque eólico al final del sistema.

4.7.1 Sistemas Eléctricos de 66 [kV]

En el sistema eléctrico mostrado en la Figura 4.32. Las líneas L1 y L2 son de un solo circuito, L1 es de largo 25 [km] y L2 es de largo 5 [km]. La demanda máxima del sistema es de $S = 55$ [MVA] con factor de potencia $fp = 0,96$ inductivo. La capacidad de los elementos del sistema, se muestra en la Tabla 4.15 y sus parámetros se encuentran en el Anexo A.

Generadores		Líneas			Trasformadores	
HIDRA	1 X 220 [MVA]	L1	25[km]	1 X 52,14 [MVA]	T1	1 X 240 [MVA]
PARQUE EÓLICO	66 X 1,85 [MVA]	L2	5[km]	1 X 52,14 [MVA]	T3	6 X 22,5[MVA]

Tabla 4.15: Capacidad de los elementos del sistema de 66 [kV].

4.7.1.1 Demanda Máxima vs Potencia Eólica Instalada

A medida que aumenta la potencia eólica instalada y despachada, disminuye la tensión en las barras de carga y PCC, siendo siempre menor la tensión en la barra de carga.

Cuando la capacidad de penetración eólica es de un 5% el sistema presenta problemas de subtensión en la barra de carga. En este caso, la potencia eólica instalada es de 9,9 [MW], que corresponde a un 19% de la demanda. Pero, en este caso, al aumentar la penetración eólica en el sistema no hay problemas de subtensión en las barras del sistema hasta que la capacidad de penetración eólica es de 30% (Ver Figura 4.33). En este caso, equivale a un parque con potencia instalada de 90,75 [MW], que corresponde a 172% de la demanda y por lo tanto, para un parque eólico con una potencia instalada mayor o igual a 90,75 [MW], se hace necesaria una estrategia de control de tensión adicional para elevar la tensión en la carga.

Se utilizaron dos estrategias de control de tensión:

- Aumentar la tensión en la barra de carga mediante el cambio de tap del transformador de conexión del parque eólico T3 + Utilizar compensación reactiva en la carga.
- Aumentar la tensión en la barra de carga mediante el cambio de tap del transformador de conexión del parque eólico T3 + Utilizar compensación reactiva en el PCC.

Con ambas estrategias se logra operar el sistema dentro de los rangos permitidos por la norma técnica (NTSyCS) para una penetración eólica de 34%. Es decir, para una potencia eólica instalada de 108,9 [MW], que corresponde a un 206% de la demanda. En la Figura 4.33 se muestra la tensión versus la potencia eólica instalada en la barra de carga y PCC para las dos estrategias de control de tensión.

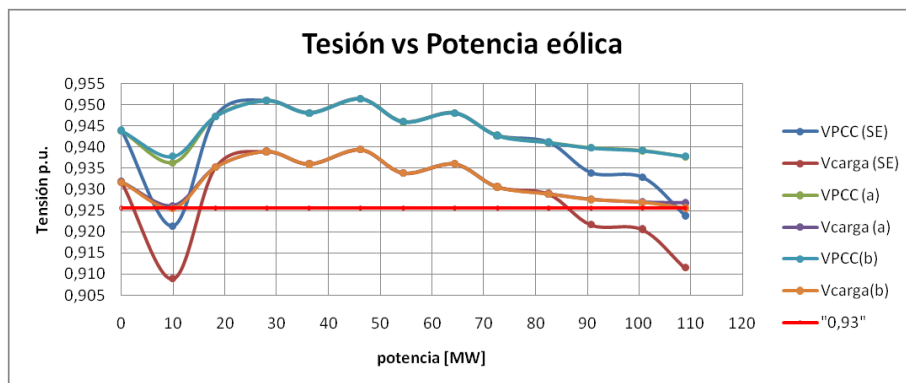


Figura 4.33: Tensión en la carga y PCC versus la potencia eólica instalada
Vcarga(SE), VPCC(SE): Sin estrategia de control de tensión.
Vcarga(a), VPCC(a): Estrategia de control de tensión a.
Vcarga(b), VPCC(b): Estrategia de control de tensión b.

Se debe notar que la curva tensión de la carga, con ambas estrategias de control, se superponen en la Figura 4.33.

La compensación reactiva necesaria para instalar más potencia eólica en los dos métodos propuestos es distinta, y es menor en el caso de compensar en la carga. (Ver Tabla 4.16)

Potencia Eólica Instalada [MW]	Compensación en la Carga [MVar]	Compensación en PCC [MVar]	Diferencia Porcentual
9,9	5,19	5,81	10,7%
108,9	3,31	3,39	2,4%

Tabla 4.16: Compensación reactiva en la carga vs compensación reactiva en el PCC.

4.7.1.2 Generación Eólica Máxima vs Mínima Demanda

Ahora, se supone un parque eólico de potencia instalada 108,9 [MW] y que a la vez está generando a potencia nominal. Es decir, este sistema tiene una capacidad de penetración eólica de 34%. Al disminuir la demanda, manteniendo un factor de potencia inductivo 0,96 fijo, se espera que la tensión aumente en las barras del sistema eléctrico. Este cálculo fue realizado para el sistema. La tensión en las barras de carga y PCC versus la demanda se muestra en la Figura 4.34. Se observa que la tensión en las barras del sistema no supera el límite permitido por la NTSyCS (1,07 p.u.), por lo que no es necesaria ninguna estrategia de control de (sobre) tensión.

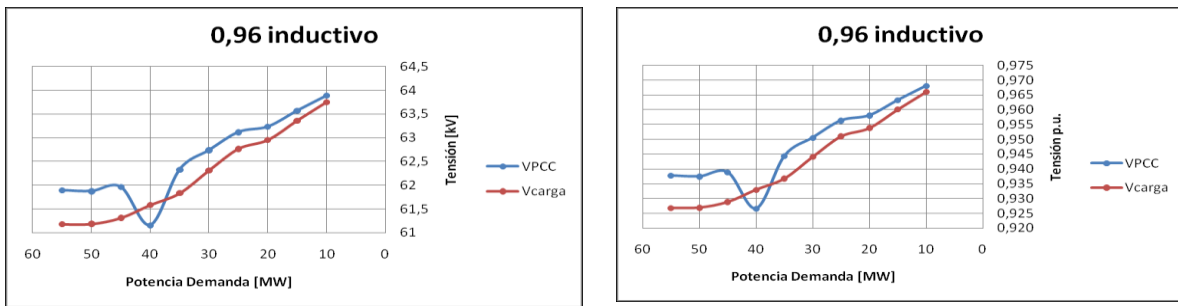


Figura 4.34: Tensión en las barras de carga y PCC vs demanda inductiva, máxima generación eólica.

4.7.1.3 Simulación Cuasiestática Diaria

Suponiendo que en el sistema de la Figura 4.32 el parque eólico tiene una potencia instalada de 54,45 [MW] y un consumo máximo diario de $S = 55$ [MVA] con factor de potencia constante $fp = 0,96$ inductivo. Es decir, este sistema tiene una capacidad de penetración eólica de 21%. Considerando las recomendaciones hechas en 4.3 se tiene la siguiente curva de tensión diaria en las barras de carga y PCC. (Ver Figura 4.35)

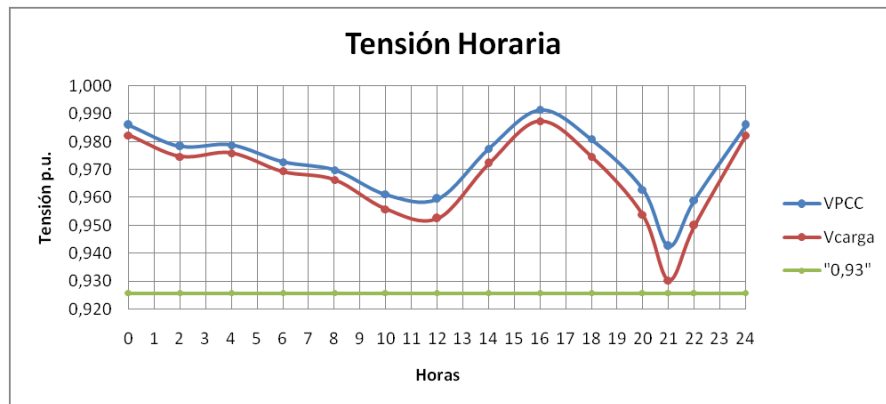


Figura 4.35: Curva de tensión diaria en las barras de carga y PCC.

Se observa que la tensión en la carga es siempre menor a la tensión en el PCC. Los puntos críticos se encuentran en los *peaks* de consumo y la tensión está en el límite permitido por la NTSyCS cuando la máxima generación eólica se da justo en un *peak* de consumo, debido al consumo reactivo del sistema.

En el gráfico de la Figura 4.35 se observa que la mayor fluctuación de tensión sucede entre las 19 y 21 horas y entre las 21 y 23 horas. Y son debidos principalmente al cambio en la demanda.

4.7.2 Sistemas Eléctricos de 110 [kV]

En el sistema eléctrico mostrado en la Figura 4.32. Las líneas L1 y L2 son de un circuito, y del mismo largo, 30 [km]. La demanda máxima del sistema es de $S = 180$ [MVA] con factor de potencia $fp = 0,98$ inductivo. La capacidad de los elementos del sistema, se muestra en la Tabla 4.17 y sus parámetros se encuentran en el Anexo A. Dada la topología del sistema, requiere compensación reactiva fija en la carga de 0,94 [MVar].

Generadores		Líneas			Trasformadores	
HIDRA	283 [MVA]	L1	30[km]	239,4 [MVA]	T1	284 [MVA]
PARQUE EÓLICO	110X1,85 [MVA]	L2	30[km]	239,4 [MVA]	T2	170 [MVA]

Tabla 4.17: Capacidad de los elementos del sistema de 110 [kV].

4.7.2.1 Demanda Máxima vs Potencia Eólica Instalada

A medida que aumenta la potencia eólica instalada y despachada, disminuye la tensión en las barras de carga y PCC. Cuando la capacidad de penetración eólica es de un 6% el sistema presenta problemas de subtensión en la barra de carga. En este caso, la potencia eólica instalada es de 14,85 [MW], que corresponde a un 8% de la demanda (Ver Figura 4.36). Por lo tanto, para un parque eólico con una potencia instalada mayor o igual a 14,85 [MW], se hace necesaria una estrategia de control de tensión adicional para elevar la tensión de la carga.

Se utilizaron las siguientes estrategias de control de tensión:

- Aumentar la tensión en la barra de carga mediante el cambio de tap del transformador de conexión del parque eólico T3 + Utilizar compensación reactiva en la carga.
- Aumentar la tensión en la barra de carga mediante el cambio de tap del transformador de conexión del parque eólico T3 + Utilizar compensación reactiva en el PCC.

Se logra operar el sistema dentro de los rangos permitidos por la norma técnica (NTSyCS) para una penetración eólica de 43%. Es decir, para una potencia eólica instalada de 181,5 [MW], que corresponde a un 100 % de la demanda. En la Figura 4.36 se muestra la tensión versus la potencia eólica instalada en la barra de carga y PCC para las estrategias de control de tensión utilizadas.

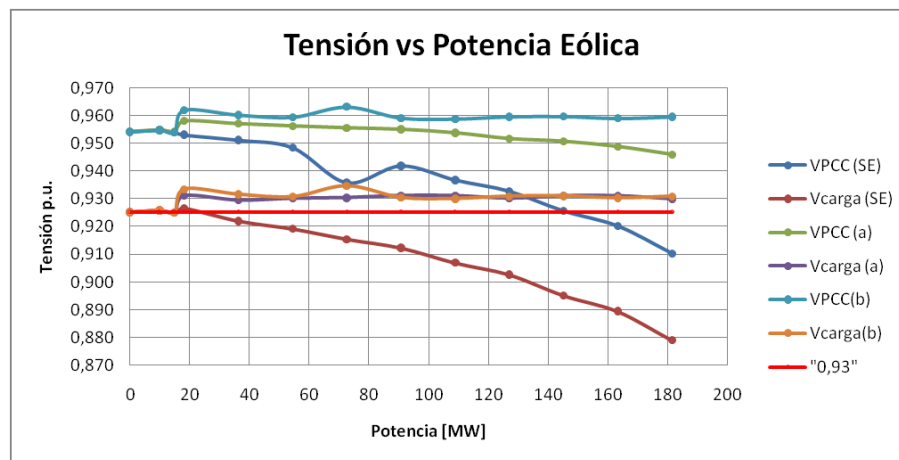


Figura 4.36: Tensión en la carga y PCC versus la potencia eólica instalada

Vcarga(SE), VPCC(SE): Sin estrategia de control de tensión.

Vcarga(a), VPCC(a): Estrategia de control de tensión a.

Vcarga(b), VPCC(b): Estrategia de control de tensión b.

Se debe notar que la tensión en la carga, con ambas estrategias de control, se mantiene al límite inferior permitido por la NTSyCS y que las curvas de tensión de la Figura 4.36 se superponen.

La compensación reactiva necesaria para instalar más potencia eólica en los dos métodos propuestos es distinta, y es menor en el caso de compensar en la barra de carga. (Ver Tabla 4.18)

Potencia Eólica Instalada [MW]	Compensación en la Carga [MVar]	Compensación en PCC [MVar]	Diferencia Porcentual
18,15	2,441	5,6	56,4%
36,3	3,35	5,58	40,0%
54,45	4,3	6,58	34,7%
72,6	5,73	10,71	46,5%
90,75	7,64	10,63	28,1%
108,9	9,55	13,15	27,4%
127,05	11,43	16,71	31,6%
145,2	14,32	20,26	29,3%
163,35	17,18	23,78	27,8%
181,5	19,99	28,36	29,5%

Tabla 4.18: Compensación reactiva en la carga vs compensación reactiva en el PCC.

4.7.2.2 Generación Eólica Máxima vs Mínima Demanda

Ahora, se supone un parque eólico de potencia instalada 181,5 [MW] y que a la vez está generando a potencia nominal. Es decir, este sistema tiene una capacidad de penetración eólica de 43%. Al disminuir la demanda, manteniendo un factor de potencia inductivo 0,98 fijo, se espera que la tensión aumente en las barras del sistema eléctrico. Este cálculo fue realizado para el sistema. La tensión en las barras de carga y PCC versus la demanda se muestra en la Figura 4.37. Se observa que la tensión en las barras del sistema no supera el límite permitido por la NTSyCS (1,07 p.u.), por lo que no es necesaria ninguna estrategia de control de (sobre) tensión.

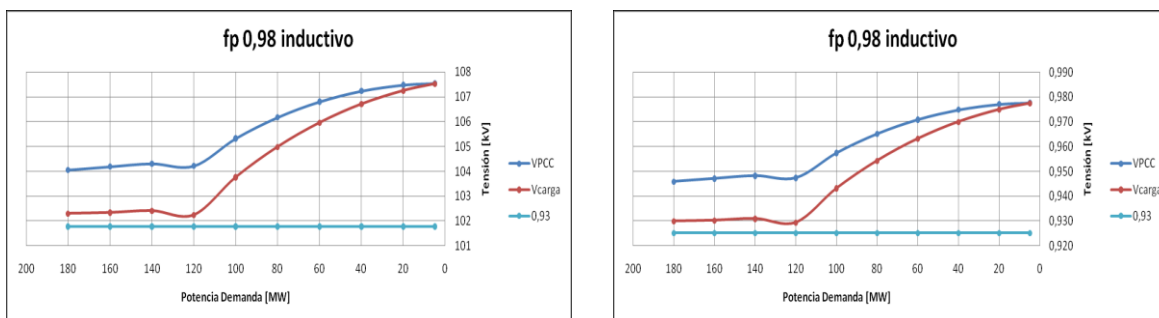


Figura 4.37: Tensión en las barras de carga y PCC vs demanda inductiva, máxima generación eólica.

4.7.2.3 Simulación Cuasiestática Diaria

Suponiendo que en el sistema de la Figura 4.32 el parque eólico tiene una potencia instalada de 181,5 [MW] y un consumo máximo diario de $S = 180$ [MVA] con factor de potencia constante $fp = 0,98$ inductivo. Es decir, este sistema tiene una capacidad de penetración eólica de 43%. Considerando las recomendaciones hechas en 4.3 se tiene la siguiente curva de tensión diaria en las barras de carga y PCC. (Ver Figura 4.38)



Figura 4.38: Curva de tensión diaria en las barras de carga y PCC.

La tensión en la carga es siempre menor a la tensión en el PCC. La peor situación se da cuando la máxima generación eólica se da justo en un *peak* de consumo, debido al consumo reactivo del sistema.

4.7.3 Sistemas Eléctricos de 220 [kV]

Se tiene el sistema eléctrico mostrado en la Figura 4.32. Las líneas L1 y L2 son de un circuito y del mismo largo, 100 [km]. La demanda máxima del sistema es de $S = 300$ [MVA] con factor de potencia $fp = 0,98$ inductivo. La capacidad de los elementos del sistema, se muestra en la Tabla 4.19 y sus parámetros se encuentran en el Anexo A. Dada la topología del sistema, requiere compensación reactiva fija en la carga de 9,42 [MVar].

Generadores		Líneas			Trasformadores	
HIDRA	402 [MVA]	L1	100[km]	239,4 [MVA]	T1	420 [MVA]
PARQUE EÓLICO	198X1,85 [MVA]	L2	100[km]	239,4 [MVA]	T3	18 X 22,5[MVA]

Tabla 4.19: Capacidad de los elementos del sistema de 220 [kV].

4.7.3.1 Demanda Máxima vs Potencia Eólica Instalada

Se aumento la potencia eólica instalada y despachada. Cuando la capacidad de penetración eólica es de un 25% hay problemas de subtensión en la barra de carga. En este caso, la potencia eólica instalada es de 127,05 [MW] que corresponde a un 43% de la demanda (Ver Figura 4.39). Por lo tanto, para un parque eólico con una potencia instalada mayor o igual a 72,6 [MW], se hace necesaria una estrategia de control de tensión para elevar la tensión en la barra de carga.

Se utilizaron las siguientes estrategias de control de tensión:

- Aumentar la tensión en la barra de carga mediante el cambio de tap del transformador de conexión del parque eólico T3 + Utilizar compensación reactiva en la carga.
- Aumentar la tensión en la barra de carga mediante el cambio de tap del transformador de conexión del parque eólico T3 + Utilizar compensación reactiva en el PCC.

Se logra operar el sistema dentro de los rangos permitidos por la norma técnica (NTSyCS) para una penetración eólica de 46%. Es decir, para una potencia eólica instalada de 326,7 [MW], que corresponde a un 111 % de la demanda. En la Figura 4.39 se muestra la tensión versus la

potencia eólica instalada en la barra de carga y PCC para las estrategias de control de tensión utilizadas.

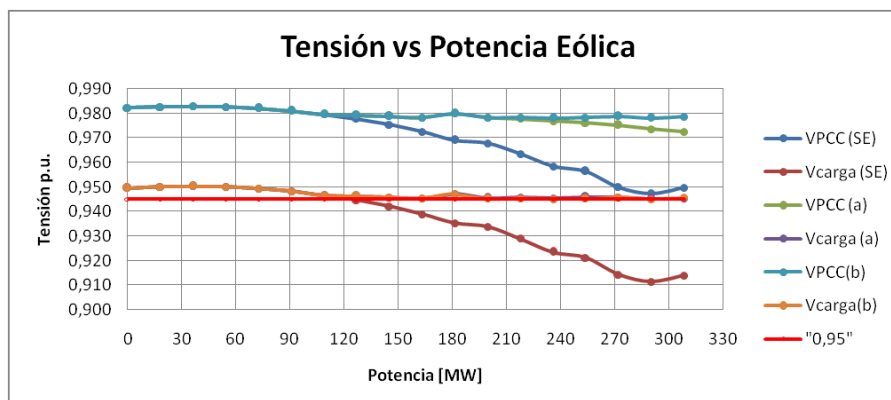


Figura 4.39: Tensión en la carga y PCC versus la potencia eólica instalada
Vcarga(SE), VPCC(SE): Sin estrategia de control de tensión.
Vcarga(a), VPCC(a): Estrategia de control de tensión a.
Vcarga(b), VPCC(b): Estrategia de control de tensión a.

Se debe notar que la tensión en la carga, con ambas estrategias de control, se mantiene al límite inferior permitido por la NTSyCS y que las curvas de tensión de la Figura 4.7 se superponen.

La compensación reactiva necesaria para instalar más potencia eólica en los dos métodos propuestos es distinta, y es menor en el caso de compensar en la barra de carga (Ver Tabla 4.20)

Potencia Eólica Instalada [MW]	Compensación en la Carga [MVar]	Compensación en PCC [MVar]	Diferencia Porcentual
199,65	0,46	0,53	13,2
217,8	1,94	2,63	26,2
235,95	3,41	4,74	28,1
254,1	5,39	7,37	26,9
272,25	7,36	10,54	30,2
290,4	9,3	13,15	29,3
308,55	11,76	16,86	30,2
326,7	14,75	20,55	28,2

Tabla 4.20: Compensación reactiva en la carga vs compensación reactiva en el PCC.

4.7.3.2 Generación Eólica Máxima vs Mínima Demanda

Ahora, se supone un parque eólico de potencia instalada 326,7 [MW] y que a la vez está generando a potencia nominal. Es decir, este sistema tiene una capacidad de penetración eólica de 46%. Al disminuir la demanda, manteniendo un factor de potencia inductivo 0,98 fijo, se espera que la tensión aumente en las barras del sistema eléctrico. Este cálculo fue realizado para el sistema. La tensión en las barras de carga y PCC versus la demanda se muestra en la Figura 4.40. Se observa que la tensión en las barras del sistema no supera el límite permitido por la NTSyCS (1,05 p.u.), por lo que no es necesaria ninguna estrategia de control de (sobre) tensión.

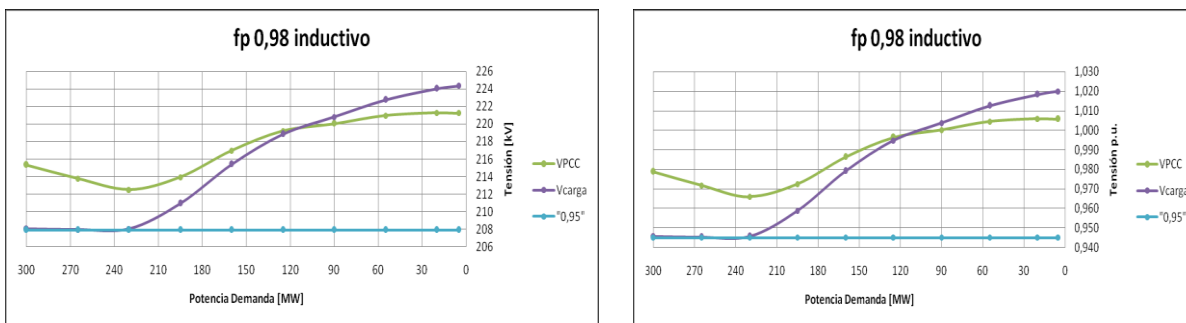


Figura 4.40: Tensión en las barras de carga y PCC vs demanda inductiva, máxima generación eólica.

4.7.3.3 Simulación Cuasiestática Diaria

Suponiendo que en el sistema de la Figura 4.32 el parque eólico tiene una potencia instalada de 326,7 [MW] y un consumo máximo diario de $S = 300$ [MVA] con factor de potencia constante $fp = 0,98$ inductivo. Es decir, este sistema tiene una capacidad de penetración eólica de 46%. Considerando las recomendaciones hechas en 4.3 se tiene la siguiente curva de tensión diaria en las barras de carga y PCC. (Ver Figura 4.41)

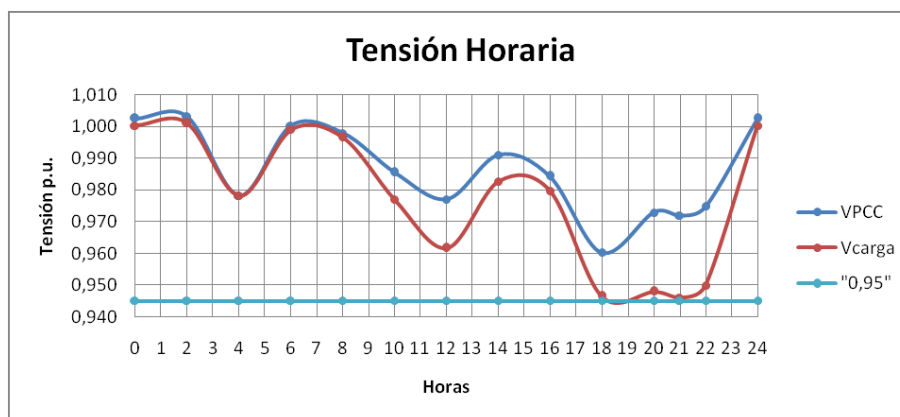


Figura 4.41: Curva de tensión diaria en las barras de carga y PCC.

Se observa que la tensión en el PCC es siempre menor a la tensión en la carga. La peor situación se da cuando la máxima generación eólica se da justo en un *peak* de consumo, debido al consumo reactivo del sistema.

4.8 Cuadro Resumen

	Top. Anillo					Top. Radial					Top. Radial PE y CO Al final				
	DM [MVA]	CPEC [%]	PEC [MW]	CPEL [%]	PEL [MW]	DM [MVA]	CPEC [%]	PEC [MW]	CPEL [%]	PEL [MW]	DM [MVA]	CPEC [%]	PEC [MW]	CPEL [%]	PEL [MW]
Sist. 66 [kV]	250	17	108,9	19	127	205	14	54,45	25	108	55	5	9,9	34	108,9
Sist. 110 [kV]	380	40	254,1	40	254,1	300	13	54,45	34	199,7	180	6	14,85	43	181,5
Sist. 220 [kV]	510	-	-	36	290,4	440	12	72,6	36	290,4	300	25	127,05	46	326,7

Tabla 4.21: Cuadro Resumen.

DM: Demanda máxima.

CPEC: Capacidad de Penetración eólica crítica en donde cae la tensión.

PEC: Potencia eólica crítica.

CPEL: Capacidad de penetración eólica Lograda.

PEL: Potencia eólica final.

5 Aplicación a Modelo del SIC Norte

5.1 Introducción

En este capítulo se pretende aplicar y probar los métodos de control de tensión propuestos en los sistemas eléctricos de ensayos a un sistema interconectado con características más reales y que represente al SIC. Se utiliza el software DigSilent 13.2 versión educacional, en el que se puede modelar sistemas de hasta 50 barras. Debido a esta limitación en este capítulo se estudia un modelo de la parte norte del SIC. [19]

5.2 Modelo del SIC-Norte

Utilizando los datos públicos entregados por el CDEC-SIC¹¹ se modela el norte del SIC, desde la barra “Quillota” a la barra “Paposo”. Teniendo como objetivo principal modelar bien el sistema de 220 [kV]. A este sistema se le agrega una barra llamada “PCC” entre las barras Pan de Azúcar 220 [kV] y Los Vilos 220 [kV] en donde se inyecta la energía eólica (A la altura del parque eólico Canela, esta barra representa la futura subestación Las Palmas). El resto del SIC se modela como una red externa conectada a la barra slack “Quillota 220 [kV]”(Que puede entregar y absorber una cantidad limitada de potencia reactiva). El diagrama unilineal del sistema modelado se muestra en la *Figura 5.1* a este sistema eléctrico se le ha llamado SIC-Norte. En la Tabla 5.1 se muestra el resumen de los componentes del Sistema eléctrico SIC-Norte.

Barras	19
Barras de Consumo	11
Líneas	27
Transformadores	15
Centrales Térmicas	11
Centrales de Pasada	1
Centrales de Embalse	0
Centrales Eólicas	3
CER	3
Banco de Condensadores	3

Tabla 5.1: Elementos del sistema SIC-Norte.

Se debe notar que los parques eólicos modelados en la barra “PCC 220 [kV]” están compuestos por aerogeneradores de distinta tecnología. “Canela I” tiene aerogeneradores de velocidad fija con generador de inducción, mientras que Canela II, Totoral y Monte Redondo tienen aerogeneradores de velocidad variable con generador de inducción doblemente alimentado. Además que el sistema de 110 [kV] del norte del SIC fue simplificado y reducido, no se modelaron todas las barras, centrales de generación y cargas. No se modeló los sistemas de 66 [kV] del norte del SIC.

¹¹ CDEC-SIC: Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema interconectado Central.

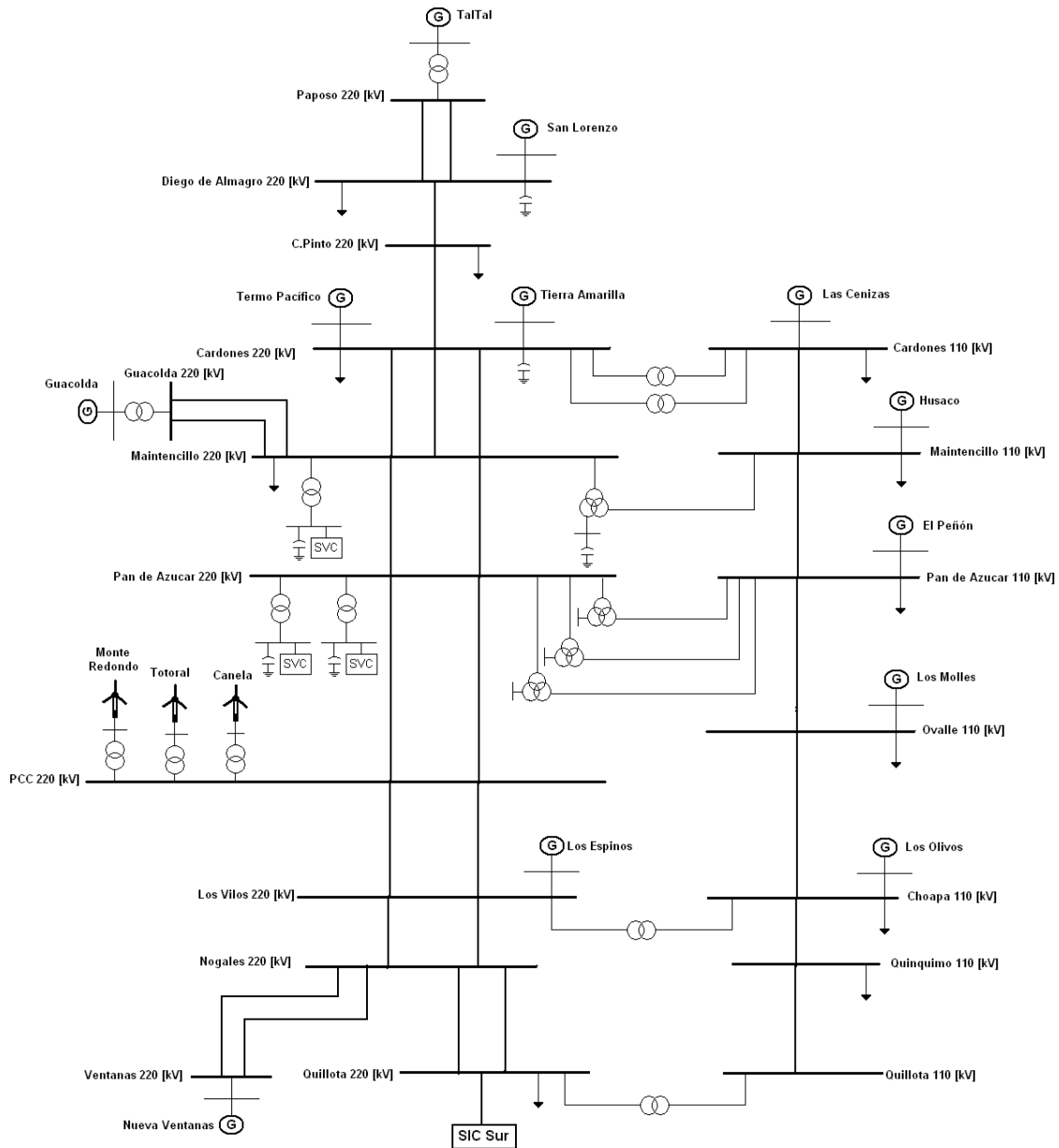


Figura 5.1: Diagrama unilineal del sistema eléctrico SIC-Norte.

5.3 Demanda vs Potencia Eólica Instalada

Como no se cuenta con datos sobre la demanda del SIC (operación real) esta fue estimada utilizando los datos públicos entregados por el CDEC-SIC (clientes libres y distribuidoras) e información de la demanda del sistema en años anteriores (2007, 2008 y 2009) haciendo suposiciones del incremento de la demanda. La demanda utilizada en cada barra del sistema se muestra en la Tabla 5.2. Se hace hincapié en que esta es solo una suposición hecha para fines prácticos.

N°	Barras	P[MW]	Q[MVAr]
1	Diego de Almagro 220 kV	95,4	25,7
2	Paposo 220 kV	0	0
3	C.Pinto 220 kV	20,41	4,8
5	Cardones 110 kV	93,5	8,7
4	Cardones 220 kV	87,2	14,2
6	Maitencillo 220 kV	20,69	0,293
7	Maitencillo 110 kV	53,2	8,3
8	Pan de Azúcar 220 kV	0	0
9	Pan de Azúcar 110 kV	63,7	10
10	Ovalle 110 kV	34,2	7,27
11	Los Vilos 220 kV	0	0
12	Los Vilos 110 kV	3,4	0,8
13	Quinquimo 110 kV	30	7
14	Quillota 110 kV	0	0
15	Quillota 220 kV	100,4	24,41
16	PCC 220 kV	0	0
17	Nogales 220 kV	0	0
18	Ventanas 220 kV	0	0
	Total	601,3	111,5

Tabla 5.2: Demanda del sistema eléctrico SIC-Norte.

Para realizar el despacho inicial de las centrales del sistema SIC-Norte se utiliza el costo marginal de cada una de ellas obtenida en el informe de la CNE “Fijación de precios de nudo abril de 2009” hecho para el SIC (El costo marginal de las centrales del sistema eléctrico SIC-Norte se encuentra en el Anexo F) [20]. El despacho inicial realizado se muestra en la Tabla 5.3. (Las centrales que no aparecen en la tabla no han sido despachadas y este en este despacho no se considera las centrales eólicas)

Unidad Generadora	Potencia [MW]
Taltal I	110
Guacolda I	150
Los Molles I	10
Nueva Ventana	200

Tabla 5.3: Despacho inicial para el sistema eléctrico SIC-Norte.

Con el objetivo de encontrar el valor máximo de generación eólica que se puede inyectar al sistema SIC-Norte manteniendo la tensión en barras según la NTSyCS, al igual que en el capítulo 4, se realizó un análisis mediante flujo de potencia del sistema SIC-Norte. En él, se aumenta la generación eólica en la barra “PCC”, manteniendo la demanda constante en todas las barras del sistema y a medida que aumenta la generación eólica disminuye la generación térmica más cara del sistema. La situación analizada es que pasaría si al norte del SIC actual, se le incorporase en forma masiva generación eólica entre las barras “Pan de azúcar 220 [kV]” y “Los Vilos 220 [kV]”.

5.3.1 Consideraciones

Al igual que en el capítulo 4, el flujo de potencia es realizado en el software DigSilent 13.2 mediante el método de Newton-Raphson, considerando el límite de reactivos de la centrales del sistema y los parques eólicos son considerados como una barra PQ. Además en cada iteración se revisa que en el sistema eléctrico SIC-Norte se cumpla la NTSyCS, en particular que la tensión a la salida de una central de generación y en todas las barras del sistema debe estar entre 0,95 y 1,05 en el sistema por unidad.

El despacho inicial realizado es tal que se abastece la demanda del sistema sin generación eólica y es el punto de operación inicial al análisis. El resumen de este despacho se muestra en la Tabla 5.4.

Barra	Pgen [MW]	Qgen [MVar]	Pcon [MW]	Qcon [MW]	V [p.u]	Ángulo [°]
Paposo 220	110	-18,82	0	0	1,03	-20,62
D. de Almag. 220	0	5,66	95,4	25,7	1,02	-25,2
C. Pinto 220	0	0	20,41	4,8	1,02	-25,62
Cardones 220	0	10,36	87,2	14,2	1,02	-25,32
Cardones 110	0	0	93,5	8,7	1	-29,33
Maint. 220	0	-28,82	20,69	0,29	1,03	-21,74
Guacolda 220	150	52,98	0	0	1,03	-21,15
Maint. 110	0	0	53,2	8,3	1,02	-24,36
P. de Azuc. 220	0	-30,21	0	0	1	-16,36
P. de Azuc. 110	0	0	63,7	10	1,04	-18,92
PCC 220	0	0	0	0	1,01	-8,99
Los Vilos 220	0	0	0	0	1	-5,6
Los Vilos 110	0	0	3,4	0,8	1,03	-8,33
Nogales 220	0	0	0	0	1	-0,21
Ventanas 220	200	-49,72	0	0	1	0,91
Quinquimo 110	0	0	30	7	1	-6,77
Ovalle 110	10	-2,71	34,2	7,27	1	-18,7
Quillota 110	0	0	0	0	1,03	-1,29
Quillota 220	162,12	-12,01	100,4	24,41	1	0

Tabla 5.4: Punto de operación inicial del sistema eléctrico SIC-Norte.

De la Tabla 5.4 se observa que el sistema eléctrico SIC-Norte consume una gran cantidad de potencia reactiva y aún así la tensión en todas sus barras es mayor o igual 1 en p.u. Por lo mismo, este sistema tiene gran capacidad de generar (o no consumir) potencia reactiva. Este escenario es bastante favorable para la inclusión de generación eólica al sistema eléctrico SIC-Norte.

Se consideró además que el factor de potencia de los aerogeneradores de los parques eólicos Canela II, Totoral y Monte Redondo es 0,96 inductivo ya que es un escenario del peor caso.

5.3.2 Resultados

En el despacho de las centrales del sistema SIC-Norte, a medida que aumenta la generación eólica en la barra PCC disminuye la generación térmica más cara del sistema. Este despacho se realizó de la siguiente forma:

- Cuando el sistema SIC-Norte tiene una baja penetración eólica, se disminuye la generación de la central térmica más cara $1/3$ de la potencia eólica generada, sin que está este generando menos de un 50% de su potencia nominal.
- Cuando el sistema SIC-Norte tiene una penetración eólica equivalente a $2/3$ de la demanda del sistema, se disminuye la generación de la central térmica más cara $1/2$ de la potencia eólica generada. Manteniendo la convergencia del flujo de potencia.
- Cuando el sistema SIC-Norte tiene una penetración eólica mayor a la demanda del mismo disminuye la generación de la central térmica más cara $1/3$ de la potencia eólica generada, sin que ninguna central este generando por debajo de su mínimo técnico.

El despacho de las centrales del sistema SIC-Norte a medida que aumenta la generación eólica está en el Anexo G.

En general, a medida que aumenta la potencia eólica instalada y despachada, debido al aumento en la demanda de reactivos del sistema, disminuye la tensión en todas las barras del sistema SIC-Norte, pero principalmente se ve afectada la tensión en las barras aledañas a los parques eólicos (“Pan de azúcar 220 [kV]” y “Los Vilos 220 [kV]”) y la barra de conexión de la generación eólica (“PCC 220 [kV]”).

Luego, a medida que aumenta la penetración eólica en el sistema se hace necesaria una primera estrategia de control de tensión, la cual es la entrega de reactivos a los parques eólicos por parte de los elementos de compensación y las centrales del sistema SIC-Norte. En este sentido, todos los elementos del sistema apoyan la generación del parque eólico.

A medida que aumenta la generación eólica cambia la forma de entregar reactivos a los parques eólicos por parte del sistema. Se distinguen cinco formas de entregar reactivos a los parques eólicos:

- Primero: Cuando la capacidad de penetración eólica es menor a 9% los reactivos necesarios para el funcionamiento de los parques eólicos provienen de la central Guacolda I y la barra slack del sistema eléctrico SIC-Norte. Ayudados por los CER's ubicados en la barra “Pan de Azúcar 220 [kV]” quienes disminuyen su consumo de reactivos.
- Segundo: Cuando la capacidad de penetración eólica es menor a 22% y mayor 9% los reactivos necesarios para el funcionamiento de los parques eólicos provienen de la barra slack, ayudada por los 2 CER's ubicados en la barra “Pan de Azúcar 220 [kV]” quienes disminuyen su consumo de reactivos.

- Tercero: Cuando la penetración eólica es menor a 26% y mayor 22% en la barra slack se llega al límite de reactivos que puede entregar. Por lo que los reactivos necesarios para el funcionamiento de los parques eólicos provienen del CER 2 ubicado en la barra “Pan de Azúcar 220 [kV]” que controla la tensión de la misma y de la central Nueva ventana.
- Cuarto: Cuando la penetración eólica es menor a 32% y mayor 26% los reactivos necesarios para el funcionamiento de los parques eólicos provienen de los 2 CER’s ubicados en la barra “Pan de Azúcar 220 [kV]”, la central Los Molles, la central Nueva Ventana y Guacolda I. Además disminuye el consumo de reactivos del CER ubicado en la barra “Maintencillos 220 [kV]” y la central Taltal I.
- Quinto: Cuando la penetración eólica es menor a 42% y mayor 32% los reactivos necesarios para el funcionamiento de los parques eólicos provienen de los 2 CER’s ubicados en la barra “Pan de Azúcar 220 [kV]”, del CER ubicado en la barra “Maintencillos 220 [kV]”, la central Los Molles, la central Nueva Ventana y Guacolda I. Además es necesario compensación adicional de reactivos en el PCC de los parques eólicos.

En el sistema SIC-Norte cuando la capacidad de penetración eólica es de 38% el sistema presenta problemas de subtensión en las barra “PCC 220 [kV]” (Ver Figura 5.2). En este caso la potencia eólica instalada es corresponde a un 112% la demanda del sistema SIC-Norte. Luego, cuando la capacidad de penetración eólica es mayor a 38% se hace necesario una estrategia adicional de control de tensión.

Según lo hecho en el capítulo anterior, se aplica un cambio de tap en el transformador de los parques eólicos. A medida que aumenta la penetración eólica en el sistema SIC-Norte se hace necesaria otra estrategia de control de tensión. Al igual que en el capítulo anterior se probó compensación reactiva en las barra aledañas a los parques eólicos y compensación reactiva en el PCC de los parques eólicos.

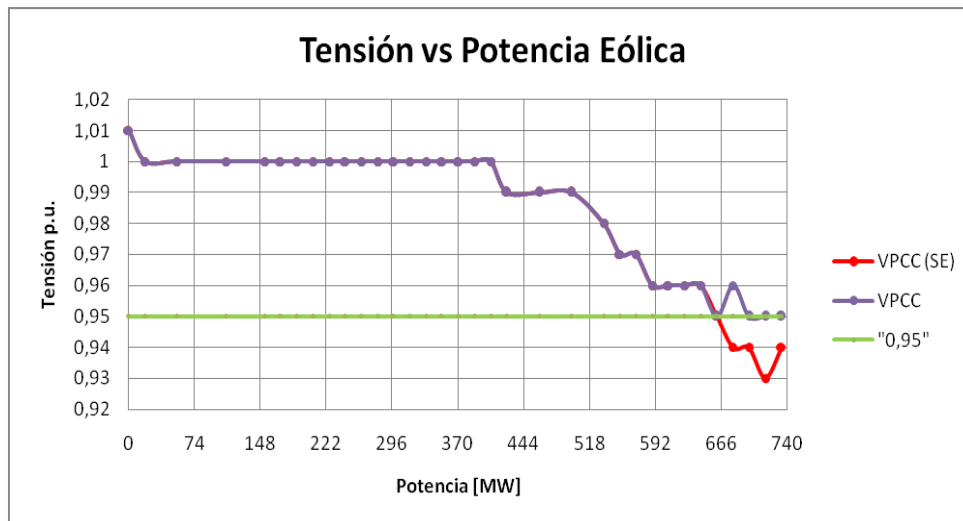


Figura 5.2: Tensión en la barra PCC versus potencia eólica instalada.
VPCC (SE): Si estrategia de control de tensión.
VPCC: Con estrategia de control de tensión.

En resumen, se utilizaron las siguientes estrategias de control de tensión:

a. Compensación reactiva mediante centrales y elementos de compensación reactiva del sistema SIC-Norte + Cambio de tap de los transformadores de conexión de los parques eólicos del sistema + utilizar compensación reactiva en barras aledañas a los parques eólicos. (“Los Vilos 220 [kV]” y “Pan de azúcar 220 [kV]”)

b. Compensación reactiva mediante centrales y elementos de compensación reactiva del sistema SIC-Norte + Cambio de tap de los transformadores de conexión de los parques eólicos del sistema + utilizar compensación reactiva en el PCC de los parques eólicos. (“PCC 220 [kV]”)

Con ambas estrategias se logra operar el sistema SIC-Norte dentro de los rangos permitidos por la norma técnica (NTSyCS) para una penetración eólica de 41%. Es decir, una potencia eólica instalada de 733 [MW], que supera la demanda local del sistema SIC-Norte y por lo tanto se abastece con energía eólica el “SIC-Sur”. (Ver Figura 5.2 y 5.3)

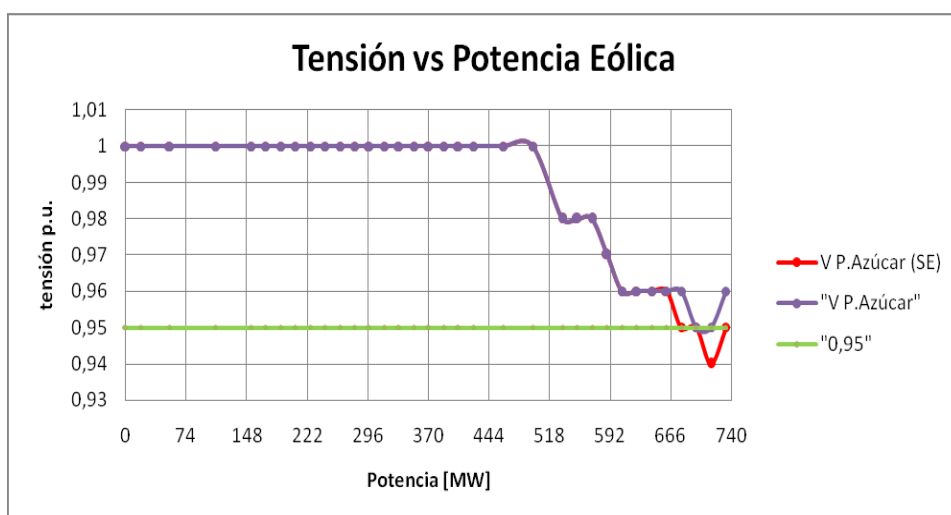


Figura 5.3: Tensión en la barra Pan de Azúcar versus potencia eólica instalada.
VPCC (SE): Si estrategia de control de tensión.
VPCC: Con estrategia de control de tensión.

En la Tabla 5.5 se muestra como varía la tensión en las barras más críticas del sistema SIC-Norte a medida que aumenta la penetración eólica en el sistema. Las barras más afectadas por la incorporación masiva de generación eólica son; “PCC 220 [kV]”, “Pan de Azúcar 220 [kV]”, “Los Vilos 220 [kV]” y “Cardones 110 [kV]”.

Barras	Sin Estrategia de Control de Tensión				Con Estrategia de Control de Tensión			
	Tensión [p.u]							
	P. de Azucar	PCC	Cardones	Los Vilos	P. de Azucar	PCC	Cardones	Los Vilos
P. Eólica [MW]	1	1,01	1	1	1	1,01	1	1
18,15	1	1	1	1	1	1	1	1
53,75	1	1	1	1	1	1	1	1
109,55	1	1	0,99	1	1	1	1	0,99
152,57	1	1	0,99	1	1	1	1	0,99
170,72	1	1	0,99	1	1	1	1	0,99
188,87	1	1	0,99	1	1	1	1	0,99
207,02	1	1	0,99	1	1	1	1	0,99
225,17	1	1	0,99	1	1	1	1	0,99
243,32	1	1	0,99	1	1	1	1	0,99
261,47	1	1	0,99	1	1	1	1	0,99
279,62	1	1	0,99	1	1	1	1	0,99
297,77	1	1	0,99	1	1	1	1	0,99
315,92	1	1	0,99	1	1	1	1	0,99
334,07	1	1	0,99	1	1	1	1	0,99
352,22	1	1	0,99	1	1	1	1	0,99
370,37	1	1	0,99	1	1	1	1	0,99
388,52	1	1	0,99	1	1	1	1	0,99
406,67	1	1	0,99	1	1	1	1	0,99
424,82	1	0,99	0,99	1	1	0,99	1	0,99
461,12	1	0,99	0,99	1	1	0,99	1	0,99
497,42	1	0,99	0,98	0,99	1	0,99	0,99	0,98
533,72	0,98	0,98	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,97
551,87	0,98	0,97	0,97	0,98	0,98	0,97	0,98	0,97
570,02	0,98	0,97	0,97	0,98	0,98	0,97	0,98	0,97
588,17	0,97	0,96	0,97	0,98	0,97	0,96	0,98	0,97
606,32	0,96	0,96	0,96	0,97	0,96	0,96	0,97	0,96
624,47	0,96	0,96	0,96	0,97	0,96	0,96	0,97	0,96
642,62	0,96	0,96	0,96	0,97	0,96	0,96	0,97	0,96
660,77	0,96	0,95	0,96	0,97	0,96	0,95	0,97	0,96
678,92	0,95	0,94	0,95	0,96	0,96	0,96	0,97	0,96
697,07	0,95	0,94	0,96	0,96	0,95	0,95	0,96	0,96
715,22	0,94	0,93	0,95	0,95	0,95	0,95	0,96	0,96
733,37	0,95	0,94	0,96	0,95	0,96	0,95	0,96	0,96

Tabla 5.5: Tensión en barras críticas del sistema SIC-Norte vs Potencia eólica instalada con y sin estrategia de control de tensión.

La compensación reactiva necesaria para instalar más potencia eólica en el sistema SIC-Norte es distinta en el caso de compensar en la barra “PCC 220 [kV]”, compensar en la barra “Pan de Azúcar 220 [kV]” y compensar en la barra “Los Vilos 220 [kV]”. Es menor cuando se compensa

en las barras “Los Vilos 220 [kV]” y “Pan de Azúcar 220 [kV]”. En la Tabla 5.6 se muestra la compensación en la barra “Los Vilos 220 [kV]” versus compensar en la barra “PCC 220 [kV]”.

Potencia eólica Instalada	Compensación en barra “Los Vilos 220 [kV]” [MVar]	Compensación en barra “PCC 220 [kV]” [MVar]	Diferencia Porcentual
715,22	4,98	4,9	1,6%
733,37	4,99	9,85	49,3%

Tabla 5.6: Compensación reactiva en barra “Los Vilos 220 [kV]” vs compensación reactiva en el PCC.

A modo de comparación con los resultados del capítulo anterior se entrega una tabla resumen con los resultados para el sistema SIC-Norte.

SIC-Norte				
DM [MVA]	CEPEC [%]	PEC [MW]	CPEL [%]	PEL [MW]
602,1	37,48	678,92	40,49	733,37

Tabla 5.7: cuadro resumen sistema SIC-Norte.

6 Conclusión

Previo a la instalación de un parque eólico a un sistema eléctrico, se recomienda hacer un estudio mediante análisis de flujo de potencia y con este proponer una estrategia de control de tensión para minimizar las fluctuaciones de tensión en régimen permanente (lentas). Dependiendo de la estrategia de control de tensión propuesta, se pueden incluso anular o reducir, no tan solo fluctuaciones lentas de tensión, sino que también *flicker* de tensión e incluso caídas de tensión.

Un parque eólico formado por aerogeneradores de velocidad fija consume reactivos del sistema, por lo que, a mayor potencia activa generada por el parque mayor es su consumo de reactivos. Luego, la situación de máxima demanda inductiva y máxima generación eólica trae problemas de bajas de tensión debido al consumo reactivo del sistema. Este es un escenario del peor caso. En general, el problema tras la inclusión de un parque eólico a un sistema es de subtensión. No se encontraron problemas de sobre tensión en los sistemas estudiados.

Por medio de las simulaciones se comprueba que al introducir un parque eólico al sistema eléctrico este puede cumplir con la NTSyCS en el PCC, pero debido a su inclusión, las barras aledañas al parque eólico pueden tener problemas de subtensión y no cumplir con la NTSyCS.

Se debe entonces tener una estrategia de control de tensión para el sistema luego de la inclusión de energía eólica. En forma general, la estrategia de control propuesta consiste en:

- a. Barras aledañas al parque eólico aporten reactivos a el (o los) parque(s) eólico(s) cuando estos aumentan su generación o aumenta la penetración eólica en el sistema (Centrales o compensadores de reactivos del sistema).
- b. Mediante el transformador de conexión de el (o los) parque(s) eólico(s) es posible controlar tensión de barras aledañas al parque eólico, a medida que aumenta la penetración eólica en un sistema.
- c. Añadir compensación reactiva en las barras aledañas al parque eólico.
- d. Añadir compensación reactiva en el PCC del parque eólico.

Esta estrategia de control de tensión debiese ser aplicada en orden jerárquico de la “a.” a la “d.” a medida que aumenta la penetración eólica en un sistema eléctrico. Además, “c.” y “d.” pueden ser excluyentes o se puede dar una combinación de ambas.

Por ejemplo, cuando se incorpora energía eólica en un sistema eléctrico, éste puede reforzar las barras aledañas al parque eólico con compensación reactiva y así asegurar funcionar dentro de los rangos exigidos por la NTSyCS o el (o los) mismo(s) parque(s) eólico(s) puede instalar compensación reactiva en el PCC para controlar la tensión en barras aledañas y en el PCC del mismo(s).

Para un mismo sistema eléctrico, si para elevar la tensión de barras aledañas al parque eólico se compensa potencia reactiva en el PCC se requiere una mayor cantidad de [MVAR] que al compensar potencia reactiva en barras aledañas al parque eólico. En los sistemas simulados se necesita en promedio un 30% más de [MVAR] para cumplir con los requisitos de la NTSyCS.

Luego, compensar potencia reactiva directamente en una barra, que se encuentre cercana al parque eólico y en donde haya problema de tensión, tiene como ventaja que se requiere menos potencia reactiva. Por lo tanto, compensar potencia reactiva directamente en una barra con problema de tensión tiene un efecto local, y podría ser más barato como solución.

En cambio, compensar potencia reactiva en el PCC tiene un efecto sobre más barras del sistema, por lo que es un efecto más global. Por ende, aunque es más caro, se gana en cuanto a calidad y seguridad del sistema. Ahora, dependiendo del mecanismo de compensación reactiva utilizado en cualquier caso (compensación en la carga o PCC) es posible anular o minimizar, tanto las fluctuaciones lentas de tensión como las fluctuaciones rápidas y caídas de tensión.

En cuanto a las estrategias de control de tensión, se destaca por su bajo costo y simplicidad un transformador con cambio de tap en el PCC del parque eólico. En condiciones de régimen permanente en que la tensión en el PCC o en una barra cercana al parque eólico está muy cerca del límite impuesto por la norma técnica (dado el aumento de generación eólica en dicha barra) se eleva la tensión mediante el cambio de tap del transformador y no es necesario, por ejemplo, botar generación eólica o agregar compensación reactiva adicional en el sistema.

Sirve por ejemplo en barras del sistema donde la tensión baja a una cierta hora del día o en un cierto día de la semana, en donde hay o se quiere conectar un parque eólico cerca. Además, funciona bien como método preventivo para la inclusión masiva de generación eólica en una barra del sistema. Es decir, si se prevé que en una barra del sistema se conectará un parque eólico grande o muchos parques eólicos chicos.

Este método es limitado al número de tap del transformador y no compensa las variaciones rápidas de tensión, *flicker* de tensión. Es más bien para variaciones lentas de tensión.

Con la simulación cuasiestática diaria para la tensión en las barras del sistema, es posible establecer un rango esperado para las fluctuaciones lentas de tensión (horarias). Además se pueden simular distintas condiciones; mucho viento, poco viento, alta demanda, baja demanda, hidrologías, etc. En estas situaciones se pueden encontrar barras del sistema en que la tensión está cerca del límite permitido por la NTSyCS. Se debe considerar esto como una circunstancia crítica y se debe minimizar en lo posible la banda de fluctuación de tensión diaria mediante una buena estrategia de control.

Previo la instalación de un parque eólico se recomendaría hacer distintas simulaciones cuasiestáticas diarias. Y con estas se puede identificar escenarios críticos para la tensión y planificar una estrategia de control de tensión para el sistema eléctrico con el parque eólico.

Por la forma en que se realizó el estudio de máxima penetración eólica en el sistema se puede suponer que pasará en el tiempo a medida que se incorpore generación eólica al sistema eléctrico; Los primeros parques eólicos incluidos en un sistema eléctrico no traerán problemas

de fluctuaciones tensión al mismo y la potencia reactiva que requieren para su funcionamiento será entregada por centrales y elementos de compensación reactiva existentes en forma previa a la conexión del los parque eólicos. Cuando la penetración eólica sea significativa, en escenarios críticos, la tensión en las barras del sistema podrá ser mantenida dentro de los rangos exigidos por la NTSyCS mediante el cambio de tap de los transformadores de conexión de los parques eólicos ya existentes(o subestaciones de conexión). Y a medida que se incorporen más parques eólicos al sistema estos deberán tener un mayor nivel de compensación reactiva en el PCC y el sistema, por su parte, deberá fortalecerse y aumentar su capacidad de compensación reactiva en barras aledañas a la generación eólica.

De los análisis realizados en el capítulo 4, se puede concluir que para sistemas de igual topología conviene que los parques eólicos se conecten en sistemas con mayor nivel de tensión, así se puede tener una capacidad de penetración eólica mayor y menos fluctuaciones de tensión. Además, un sistema eléctrico mientras más enmallada es su topología, puede tener una mayor capacidad de penetración eólica y tendrá menos fluctuaciones de tensión.

Si un parque eólico se conecta en forma directa a un consumo en un sistema eléctrico con topología radial, es necesario que este tenga su propio sistema de control de tensión, ya que si no, debilitaría mucho al sistema y afectaría la seguridad del mismo. Por lo mismo, se recomienda que un parque eólico no se conecte directamente a un consumo.

Respecto al sistema SIC-Norte, es un sistema fuerte que eventualmente soportaría la inclusión masiva de generación eólica. Además cuenta con elementos de compensación reactiva y centrales cercanas al punto de conexión de generación eólica (“Las Palmas”). Por lo que se esperaría que estos elementos mitiguen o anulen las fluctuaciones lentas de tensión, cuando la capacidad de penetración eólica es menor 38%.(la capacidad de penetración es medida con respecto solo a las centrales del sistema eléctrico SIC-Norte y no todo el SIC)

Se observa que debido al aumento de generación eólica cae la tensión en una barra lejana a los parques eólicos (“Cardones 110 [kV]”) y se refuerza entonces, la tesis de que un parque eólico puede afectar las barras del sistema haciendo que estas no cumplan con los requisitos de la NTSyCS mientras que él mismo si los cumple. Se observa además, que la estrategia de control de tensión utilizada en los sistemas eléctricos de ensayo, se aplica en forma directa a el caso del sistema SIC-Norte, con resultados positivos.

Contar con una estrategia de control de tensión para un sistema eléctrico tras la incorporación de energía eólica no es tan solo un tema técnico, de seguridad y calidad de suministro, sino que también es un tema económico en el sentido de que no se quiere botar energía eólica o limitar su producción, que se puede considerar gratis o de muy bajo costo.

Se recomienda reforzar un sistema eléctrico con un SVC (compensador estático de reactivos) o STATCOM (compensador síncrono de reactivos) en una barra cercana a parques eólicos cuando: el sistema funciona como sistema aislado, posee una alta penetración eólica y cuando el sistema eléctrico es débil en el punto de conexión de los parques eólicos.

La interconexión de sistemas es un método que ayuda a despachar toda la energía eólica ya que el sistema se hace más fuerte. Este caso sucedería en Chile si se conecta el SIC con SING y la mayor penetración de energía eólica se concentra en el norte.

Finalmente, en la medida que se fue realizando esta memoria surgieron preguntas referentes al impacto de la generación eólica en sistemas eléctricos en tiempo real (orden de segundos a minutos). Para ello es necesario conocer datos de operación del sistema en tiempo real. Con estos datos es interesante investigar sobre:

- El *flicker* de tensión producido por parques eólicos de distinta tecnología en sistemas eléctricos como el SIC.
- Distorsión de armónica de tensión producida por parques eólicos de distinta tecnología en sistemas eléctricos como el SIC.
- Estudio del efecto dinámico de distintos tipos de compensación reactiva utilizados como estrategia de control de fluctuaciones lentas de tensión producidas por generación eólica.
- Ubicación óptima de la compensación reactiva en un sistema con alta penetración eólica.

Al mismo tiempo, a medida que se fue desarrollando esta memoria, se observó la dificultad del problema de caracterizar en forma genérica a un sistema eléctrico (topología y nivel de tensión) que posee generación eólica. Se observa que el simple sistema de ensayo de tres barras no representa bien un sistema enmallado. Por lo que, si se quiere generalidad es necesario utilizar un sistema de ensayo con un mayor número de barras. Se propone a priori que se utilice el sistema eléctrico de "Ward Hale" y modificaciones del mismo.

Se propone en último lugar, realizar simulaciones en el SIC con generación eólica distribuida en sus barras. Proponiendo una estrategia de control de las fluctuaciones lentas de tensión óptima, en el sentido de minimizar los elementos de compensación en el SIC. Además, realizar estudios dinámicos en los cuales la generación eólica en el norte alimenta los consumos del Sur. (se invierten los flujos del sistema)

7 Bibliografía

- [1] **Ledesma, P.** *"Análisis dinámico de sistemas eléctricos con generación eólica"*. Tesis Doctoral : Madrid, Universidad Carlos III de Madrid, 2001.
- [2] **Burton, T, y otros.** *"Wind Energy Handbook"*. John Wiley & Sons, Ltd. : pág 617, 2001. pág. 617.
- [3] **<http://www.gamesa.es>.** [En línea] www.gamesa.es.
- [4] **Chinchilla, M.** *"Control de un sistema de generación eólica de velocidad variable con generador síncrono multipolar de imanes permanentes acoplado a red"*. Tesis Doctoral : Universidad Carlos III de Madrid, 2001.
- [5] **Fernánadez, Pedro.** "Energía Eólica". *Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética*. [<http://libros.redsauce.net/>]. Universidad de Cantabria, <http://libros.redsauce.net/> : s.n., 2002.
- [6] **Ackermann, Thomas.** *"Wind Power in Power Systems"*. John Wiley & Sons, Ltd : pág 690, 2005.
- [7] **Watt Arnaud, Keith.** *Simulación dinámica para distintos escenarios de alta penetración eólica en SIC*. 2008.
- [8] **(CNE), Comisión Nacional de Energía.** *Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio*. Chile : s.n., 2009.
- [9] **Christiansen, Wiili y T.Johnsen, David.** *Analysis of Requirements in Selected Grid Codes*. Denmark : s.n., 2006.
- [10] **C. Buckley, N. Scott, S. Snodin, and P. Gardner.** *Review of impacts of high wind penetration in electricity networks. Technical report, Garrad Hassan*. 2004.
- [11] **Holttinen, Hannele, Lemström, Bettina, Meibom, Peter, Bindner, Henrik, Orths, Antje, Hulle, Frans van, Ensslin, Cornel, Hofmann, Lutz, Winter, Wilhelm, Tuohy, Aidan, O.Malley, Mark, Smith, Paul, Pierik, Jan, Tande, John Olav, Estanqueiro, Ana, Ricardo, Jo.** *Design and operation of power systems with large amounts of wind power*. 2007.
- [12] **Kundur, P.** *Power System Stability and Control*. EPRI Power System Engineering Series, McGraw- Hill, 1994
- [13] **Tande, J. O., Norgard, P., Sorensen, P., Sondergard, L., Jorgensen, P. Vikkelso, A., Kledal, J. D., Christensen, J.S.** *Power Quality and Grid Connection of Wind Turbines*. 1996.

- [14] **Larsson, A.** *Flicker emission of wind turbines during continuous operation.* 2002.
- [15] **Larsson, A.** *Flicker and Slow Voltage Variations form Wind Turbines.*
- [16] **Sorensen, P., Madsen, P.H., Vikkelso, A., Jensen, K. K ., Fathima, K.A., Unnikrishnan,A.K., Lakaparampil, Z.V.** *Power Quality and Integration of Wind Farm in Weak Grids in India.* 2000.
- [17] **Sorensen, P.E, Unnikrishnan,A.K, Mathew,S.A.** *Wind Farms Connected to Weak Grids in India.* 2001.
- [18] **Brokering, W, Palma, R y Vargas, L.** *Ñom Lűfke (Rayo Domesticado) o Los Sistemas Eléctricos de Potencia.* s.l. : Pearson Education, 2008.
- [19] **GmbH, DigSilent.** *DigSilent Technical Documentation.*
- [20] **CNE.** *Fijación de Precio de Nudo.* Abril 2009.
- [21] **IEC (International Electrotechnical Commission).** *Measurement and Assessment of Power Quality of Grid Connected Wind Turbines.* s.l. : IEC 61400-21, 2001.
- [22] **Larsson, A.** *The Power Quality of Wind Turbine.* 2000.
- [23] **Jose Flosch, Martin Riera, Carlos Roldán.** *Tecnología Eléctrica.* 2000.
- [24] **Rosas, Pedro.** *Dynamic Influences of Wind Power on the Power System.* 2003.
- [25] **Florin Iov, Frede Blaabjerg.** *Advanced Power Converters for Universal and Flexible Power Management in Future Electricity Network.* 2007.
- [26] **M. Matos Fernandes, R. Pestana.** *Identification of needs at the network planning, programming of the operation and real time operation phases, including transient stability, for a secure operation of Wind Farms - Requirements for TSO / DSO, GENCO and Wind Farms.* 2007.
- [27] **Chicco, G., y otros.** *Operational characteristics of a 27-MW wind farm from experimental data.* 2008.
- [28] **Chicco, G. Di Leo, P. Scapino, F. Spertino, F. .** *Experimental Analysis of Wind Farms connected to the High Voltage Grid: the Viewpoint of Power Quality.* 2006.
- [29] **A.E. Feijoo, J. Cidrás, C. Carrillo.** *Assessment of Steady-State Security in Networks with High Penetration of Wind Energy.* 2001.

- [30] **L.M. Craig, M. Davidson, N. Jenkins, A. Vaudin.** *Integration of Wind Turbines on Weak Rural Networks.* 1996.
- [31] **R.Jayashri .** *Steady state Analysis of wind turbine generators interconnected to the grid .* 2006.
- [32] **Bialasiewicz, J.T., Muljadi, E.** *The Wind Farm Aggregation Impact on Power Quality,.* 2006.
- [33] **Larsson, A.** *Flicker emission of wind turbines caused by switching operations.* 2002.
- [34] <http://www.awea.org>. [En línea]
- [35] <http://www.ewea.org>. [En línea]
- [36] <http://www.cfe.gob.org>. [En línea]
- [37] <http://www.windpower.dk>. [En línea]
- [38] <http://www.alt-energy.com>. [En línea]
- [39] <http://www.owen.eru.rl.ac.uk>. [En línea]
- [40] **Dugan, Roger, y otros.** *Electrical Power Systems Quality.* 2004.
- [41] **León, José Gregorio.** *Flicker.* Venezuela : Universidad Simon Bolivar, 2005.

Anexo A: Parámetros Eléctricos

Parámetros Generadores

Aerogenerador	
Potencia Nominal	1,805 [MVA]
Tensión nominal	13,2 [kV]
Rs	0,0049285 p.u.
Xs	0,0723 p.u.
Xm	3,461 p.u.
Tipo de rotor	Jaula de ardilla
Velocidad de viento mínima	3,5 [m/s]
Velocidad de viento máxima	20 [m/s]
Diámetro aspas	82 [m]
Control de potencia	Active Stall Control
Area de barrido	5281 [m ²]

Tabla N°A1: Parámetros Aerogeneradores.

Sistema 66 [kV]

Generador	HIDRA
Potencia Nominal	220 [MVA]
Tensión Nominal	13,8 [kV]
Factor de potencia	0,95
Tipo rotor	Polos salientes
Xd	1,07 p.u.
Xq	0,566 p.u.
Mínima potencia reactiva	-75 [MVar]
Máxima potencia reactiva	70 [MVar]
Resistencia del estator	0

Tabla N°A2: Parámetros Generador HIDRA.

Generador	TERM
Potencia Nominal	135,3 [MVA]
Tensión Nominal	13,2 [kV]
Factor de potencia	0,85
Tipo rotor	Polos salientes
Xd	1.6862 p.u.
Xq	1.539 p.u.
Mínima potencia reactiva	-51,5 [MVar]
Máxima potencia reactiva	70 [MVar]
Resistencia del estator	0,004 p.u.

Tabla N°A3: Parámetro Generador TERM.

Sistema 110 [kV]

Generador	HIDRA
Potencia Nominal	283,6 [MVA]
Tensión Nominal	15,75 [kV]
Factor de potencia	0,85
Tipo rotor	Polos salientes
Xd	2,1265 p.u
Xq	2,0434 p.u
Mínima potencia reactiva	-106,8 [MVar]
Máxima potencia reactiva	161,7 [MVar]
Resistencia del estator	0,1397

**Tabla N°A4: Parámetros Generador HIDRA.
(Gas Nueva Renca)**

Generador	TERM
Potencia Nominal	165 [MVA]
Tensión Nominal	15 [kV]
Factor de potencia	0,85
Tipo rotor	Polos salientes
Xd	1.82 p.u
Xq	1.66 p.u
Mínima potencia reactiva	-30 [MVar]
Máxima potencia reactiva	40 [MVar]
Resistencia del estator	0,0041 p.u

**Tabla N°A5: Parámetro Generador TERM.
(Los Vientos)**

Sistema 220 [kV]

Generador	HIDRA
Potencia Nominal	402 [MVA]
Tensión Nominal	13,8 [kV]
Factor de potencia	0,95
Tipo rotor	Polos salientes
Xd	1,682 p.u
Xq	0,982 p.u
Mínima potencia reactiva	-210,1364 [MVar]
Máxima potencia reactiva	150 [MVar]
Resistencia del estator	0

**Tabla N°A6: Parámetros Generador HIDRA.
(Ralco)**

Generador	TERM
Potencia Nominal	164 [MVA]
Tensión Nominal	15,75 [kV]
Factor de potencia	0,85
Tipo rotor	Polos salientes
Xd	1,98 p.u
Xq	1,98 p.u
Mínima potencia reactiva	-65,6 [MVar]
Máxima potencia reactiva	82 [MVar]
Resistencia del estator	0 p.u

Tabla N°A7: Parámetro Generador TERM.
(Nehuenco Vapor)

Parámetros Transformadores

Sistema 66 [kV]

Transformador	T1
Potencia nominal	240 [MVA]
Tensión nominal en lado de baja	13,8 [kV]
Tensión nominal en lado de alta	66 [kV]
Tensión de cortocircuito	14,1 %
Pérdidas en el cobre	901,6 [kW]
Tap lado de alta tensión paso 2,5%	mínimo -1 máximo 2

Tabla N°A8: Parámetros Transformador T1.

Transformador	T2
Potencia nominal	240 [MVA]
Tensión nominal en lado de baja	13,2 [kV]
Tensión nominal en lado de alta	66 [kV]
Tensión de cortocircuito	14,1 %
Pérdidas en el cobre	901,6 [kW]
Tap lado de alta tensión paso 2,5%	mínimo -1 máximo 5

Tabla N°A9: Parámetros Transformador T2.

Transformador	T3
Potencia nominal	22,5 [MVA]
Tensión nominal en lado de baja	13,2 [kV]
Tensión nominal en lado de alta	66 [kV]
Tensión de cortocircuito	18,75 %
Pérdidas en el cobre	183,4 [kW]
Tap lado de alta tensión paso 2,5%	mínimo -5 máximo 5

Tabla N°A10: Parámetros Transformador T3.

Sistema 110 [kV]

Transformador	T1
Potencia nominal	284 [MVA]
Tensión nominal en lado de baja	15,75 [kV]
Tensión nominal en lado de alta	110 [kV]
Tensión de cortocircuito	15,907 %
Pérdidas en el cobre	709,3 [kW]
Tap lado de alta tensión paso 2,5%	mínimo -2 máximo 2

Tabla N°A11: Parámetros Transformador T1.

Transformador	T2
Potencia nominal	170 [MVA]
Tensión nominal en lado de baja	15 [kV]
Tensión nominal en lado de alta	110 [kV]
Tensión de cortocircuito	14,5231 %
Pérdidas en el cobre	395,56 [kW]
Tap lado de alta tensión paso 2,5%	mínimo 1 máximo 5

Tabla N°A12: Parámetros Transformador T2.

Transformador	T3
Potencia nominal	22,5 [MVA]
Tensión nominal en lado de baja	13,2 [kV]
Tensión nominal en lado de alta	110 [kV]
Tensión de cortocircuito	18,75 %
Pérdidas en el cobre	183,4 [kW]
Tap lado de alta tensión paso 2,5%	mínimo -5 máximo 5

Tabla N°A13: Parámetros Transformador T3.

Sistema 220 [kV]

Transformador	T1
Potencia nominal	420 [MVA]
Tensión nominal en lado de baja	13,8 [kV]
Tensión nominal en lado de alta	230 [kV]
Tensión de cortocircuito	14,66 %
Pérdidas en el cobre	930 [kW]
Tap lado de alta tensión paso 2,5%	mínimo 1 máximo 5

Tabla N°A14: Parámetros Transformador T1.

Transformador	T2
Potencia nominal	180,7 [MVA]
Tensión nominal en lado de baja	15,75 [kV]
Tensión nominal en lado de alta	230 [kV]
Tensión de cortocircuito	13 %
Pérdidas en el cobre	393[kW]
Tap lado de alta tensión paso 2,5%	mínimo -2 máximo 2

Tabla N°A15: Parámetros Transformador T2.

Transformador	T3
Potencia nominal	22,5 [MVA]
Tensión nominal en lado de baja	13,2 [kV]
Tensión nominal en lado de alta	220 [kV]
Tensión de cortocircuito	18,75 %
Pérdidas en el cobre	183,4 [kW]
Tap lado de alta tensión paso 2,5%	mínimo -5 máximo 5

Tabla N°A16: Parámetros Transformador T3.

Parámetros de Línea

Sistema 66 [kV]

Línea	L1, L2, L3
Potencia nominal	52,14 [MVA]
Tensión nominal	66 [kV]
Corriente nominal	0,79 [kA]
Resistencia R0	2,94 Ohm
Impedancia X0	19,076 Ohm

Tabla N°A17: Parámetros de Línea.

Sistema 110 [kV]

Línea	L1, L2, L3
Potencia nominal	239,36 [MVA]
Tensión nominal	110 [kV]
Corriente nominal	2,176 [kA]
Resistencia R0	12,705 Ohm
Impedancia X0	65,34 Ohm

Tabla N°A18: Parámetros de Línea.
(Nueva Renca)

Sistema 220 [kV]

Línea	L1, L2, L3
Potencia nominal	569,8 [MVA]
Tensión nominal	220 [kV]
Corriente nominal	2,59 [kA]
Resistencia R0	26,5657 Ohm
Impedancia X0	100,494 Ohm

Tabla N°A19: Parámetros de Línea.
(San Luis-Quillota)

Anexo B: Despacho central TERM

Sistema Eléctrico Topología Anillo

Sistema de 66 [kV]

Potencia Eólica [MW]	Potencia TERM [MW]	Demanda [MW]
0	108	240
9,9	103,05	240
18,15	98,925	240
28,05	93,975	240
36,3	89,85	240
46,2	84,9	240
56,1	79,95	240
66	75	240
72,6	71,7	240
82,5	66,75	240
90,75	62,625	240
100,65	57,675	240
108,9	53,55	240
118,8	54	240
127,05	54	240

Tabla B1: Demanda Máxima vs Potencia Eólica instalada.

Potencia Eólica [MW]	Potencia TERM [MW]	Demanda [MW]
127,05	54	250
127,05	47,52	220
127,05	41,04	190
127,05	34,56	160
127,05	0	130
127,05	0	100
127,05	0	70
127,05	0	40
127,05	0	10

Tabla B2: Generación Eólica Máxima vs Mínima Demanda.

Potencia Eólica [MW]	Potencia TERM [MW]	Demanda [MW]
84,1210066	34,364	79,545
69,2803442	34,364	79,545
51,4715493	34,364	79,545
41,8251187	27,000	62,500
35,1468206	31,909	73,864
33,6627544	31,909	73,864
50,7295161	54,000	125,000
78,4815548	88,364	204,545
103,413868	39,273	90,909
124,932828	46,636	107,955
127,05	68,727	159,091
127,05	108,000	250,000
90,0572715	63,818	147,727
84,1210066	34,364	79,545

Tabla B3: Simulación Cuasiestática Diaria.

Sistema de 110 [kV]

Potencia Eólica [MW]	Potencia TERM [MW]	Demanda [MW]
0	135	372,4
18,15	127,5	372,4
36,3	120	372,4
54,45	112,5	372,4
72,6	105	372,4
90,75	97,5	372,4
108,9	90	372,4
127,05	82,5	372,4
145,2	75	372,4
163,35	67,5	372,4
181,5	60	372,4
199,65	52,5	372,4
217,8	45	372,4
235,95	37,5	372,4
254,1	30	372,4

Tabla B4: Demanda Máxima vs Potencia Eólica instalada.

Potencia Eólica [MW]	Potencia TERM [MW]	Demanda [MW]
254	135	380
254	119,952	340
254	105,84	300
254	91,728	260
254	77,616	220
254	63,504	180
254	49,392	140
254	35,28	100
254	21,168	60
254	7,056	20

Tabla B5: Generación Eólica Máxima vs Mínima Demanda.

Potencia Eólica [MW]	Potencia TERM [MW]	Demanda [MW]
168,24192	42,657	120,909
123,720026	42,657	120,909
97,0068336	33,516	95,000
83,6502374	39,610	112,273
70,2936413	39,610	112,273
82,1661712	60,938	172,727
132,624423	79,220	224,545
175,662344	60,938	172,727
227,604663	48,751	138,182
254,1	73,126	207,273
254,1	103,595	293,636
254,1	135,000	380,000
224,63653	103,595	293,636
168,242013	42,657	120,909

Tabla B6: Simulación Cuasiestática Diaria.

Sistema de 220 [kV]

Potencia Eólica [MW]	Potencia TERM [MW]	Demanda [MW]
0	130	499,8
18,15	122,5	499,8
36,3	115	499,8
54,45	107,5	499,8
72,6	100	499,8
90,75	92,5	499,8
108,9	85	499,8
127,05	77,5	499,8
145,2	70	499,8
163,35	62,5	499,8
181,5	55	499,8
199,65	47,5	499,8
217,8	40	499,8
235,95	32,5	499,8
254,1	25	499,8
272,25	17,5	499,8
290,4	10	499,8

Tabla B7: Demanda Máxima vs Potencia Eólica instalada.

Potencia Eólica [MW]	Potencia TERM [MW]	Demanda [MW]
290	130	510
290	120,393	455
290	105,84	400
290	91,287	345
290	76,734	290
290	62,181	235
290	47,628	180
290	33,075	125
290	18,522	70
290	3,969	15

Tabla B8: Generación Eólica Máxima vs Mínima Demanda.

Potencia Eólica [MW]	Potencia TERM [MW]	Demanda [MW]
192,27648	42,937	162,273
141,394315	42,937	162,273
110,864953	33,737	127,500
95,6002713	39,870	150,682
80,33559	39,870	150,682
93,9041956	61,339	231,818
151,57077	79,741	301,364
200,756965	61,339	231,818
260,119615	49,071	185,455
290,4	73,607	278,182
290,4	104,276	394,091
290,4	130,000	510,000
256,727463	104,276	394,091
192,276586	42,937	162,273

Tabla B9: Simulación Cuasiestática Diaria.

Sistema Eléctrico Topología Radial

Sistema de 66 [kV]

Potencia Eólica [MW]	Potencia TERM [MW]	Demanda [MW]
0	108	196,8
9,9	106	196,8
18,15	104	196,8
28,05	102	196,8
36,3	100	196,8
46,2	98	196,8
54,45	96	196,8
64,35	94	196,8
72,6	92	196,8
82,5	90	196,8
90,75	88	196,8
100,65	86	196,8
108,9	84	196,8

Tabla B10: Demanda Máxima vs Potencia Eólica instalada.

Potencia Eólica [MW]	Potencia TERM [MW]	Demanda [MW]
108,9	84,05	196,8
108,9	71,75	168
108,9	59,45	139,2
108,9	47,15	110,4
108,9	34,85	81,6
108,9	22,55	52,8
108,9	10,25	24

Tabla B11: Generación Eólica Máxima vs Mínima Demanda.

Potencia Eólica [MW]	Potencia TERM [MW]	Demanda [MW]
72,10	61,50	102,50
59,38	39,14	65,23
44,12	39,14	65,23
35,85	30,75	51,25
30,13	36,34	60,57
28,85	36,34	60,57
43,48	61,50	102,50
67,27	100,64	167,73
88,64	44,73	74,55
107,09	53,11	88,52
108,90	78,27	130,45
108,90	123,00	205,00
77,19	72,68	121,14
72,10	39,14	65,23

Tabla B12: Simulación Cuasiestática Diaria.

Sistema de 110 [kV]

Potencia Eólica [MW]	Potencia TERM [MW]	Demanda [MW]
0	135	294
18,15	130	294
36,3	125	294
54,45	120	294
72,6	115	294
90,75	110	294
108,9	105	294
127,05	100	294
145,2	95	294
163,35	90	294
181,5	85	294
199,65	80	294

Tabla B13: Demanda Máxima vs Potencia Eólica instalada.

Potencia Eólica [MW]	Potencia TERM [MW]	Demanda [MW]
181,5	135	300
181,5	121,716	270
181,5	108,192	240
181,5	94,668	210
181,5	81,144	180
181,5	67,62	150
181,5	54,096	120
181,5	40,572	90
181,5	27,048	60
181,5	13,524	30

Tabla B14: Generación Eólica Máxima vs Mínima Demanda.

Potencia Eólica [MW]	Potencia TERM [MW]	Demanda [MW]
120,17	43,031	95,455
88,37	43,031	95,455
69,29	33,810	75,000
59,75	39,957	88,636
50,21	39,957	88,636
58,69	61,473	136,364
94,73	79,915	177,273
125,47	61,473	136,364
162,57	49,178	109,091
181,50	73,767	163,636
181,50	104,504	231,818
181,50	135,240	300,000
160,45	104,504	231,818
120,17	43,031	95,455

Tabla B15: Simulación Cuasiestática Diaria.

Sistema de 220 [kV]

Potencia Eólica [MW]	Potencia TERM [MW]	Demanda [MW]
0	130	431,2
18,15	124	431,2
36,3	118	431,2
54,45	112	431,2
72,6	106	431,2
90,75	100	431,2
108,9	94	431,2
127,05	88	431,2
145,2	82	431,2
163,35	76	431,2
181,5	70	431,2
199,65	64	431,2
217,8	58	431,2
235,95	52	431,2
254,1	46	431,2
272,25	40	431,2
290,4	34	431,2

Tabla B16: Demanda Máxima vs Potencia Eólica instalada.

Potencia Eólica [MW]	Potencia TERM [MW]	Demanda [MW]
290,4	130,00	440
290,4	116,31	393
290,4	102,40	346
290,4	88,49	299
290,4	74,58	252
290,4	60,67	205
290,4	46,76	158
290,4	32,85	111
290,4	18,94	64
290,4	5,03	17

Tabla B17: Generación Eólica Máxima vs Mínima Demanda.

Potencia Eólica [MW]	Potencia TERM [MW]	Demanda [MW]
192,28	41,434	140
141,39	41,434	140
110,86	32,556	110
95,60	38,475	130
80,34	38,475	130
93,90	59,192	200
151,57	76,950	260
200,76	59,192	200
260,12	47,354	160
290,40	71,030	240
290,40	100,626	340
290,40	130,000	440
256,73	100,626	340
192,28	41,434	140

Tabla B18: Simulación Cuasiestática Diaria.

Anexo C: Parque Eólicos en Chile

Nombre Parque Eólico	Capacidad Instalada	Región	Estado	SI
Alto Baguales I	2 [MW]	XI	Funcionando	SIA
Canela I	18,5 [MW]	IV	Funcionando	SIC
Altos de Hualpén	20 [MW]	VIII	En Construcción	SIC
Punta Colorada I	20 [MW]	IV	En Construcción	SIC
Monte Redondo	38 [MW]	IV	Funcionando	SIC
Totalal	46 [MW]	IV	Funcionando	SIC
Canela II	60 [MW]	IV	Funcionando	SIC
Punta Colorada II	16 [MW]	IV	Aprobado	SIC
Chome	12 [MW]	VIII	Aprobado	SIC
Laguna Verde	24 [MW]	V	En Construcción	SIC
Talinay	500 [MW]	IV	Aprobado	SIC
Minera Gaby	40 [MW]	II	Aprobado	SING
La Cachina	66 [MW]	IV	Aprobado	SIC
Cristoro_Lebu	2,8 [MW]	VIII	Funcionando	SIC
Cristoro_Lebu	6,2 [MW]	VIII	En Construcción	SIC
Quillagua	100 [MW]	II	En Construcción	SING
El Pacífico	72 [MW]	IV	Aprobado	SIC
La Gorgonia	76 [MW]	IV	Aprobado	SIC
Punta Palmeras	104 [MW]	IV	Aprobado	SIC
Hacienda Quijote	26 [MW]	IV	Aprobado	SIC
Lebu Sur	108 [MW]	VIII	En Calificación	SIC
Las Dichas	16 [MW]	V	En Calificación	SIC
Valle de Los Vientos	99 [MW]	II	En Calificación	SING
Arauco	125 [MW]	VIII	En Calificación	SIC
Cabo Negro I	2,3 [MW]	XII	En Construcción	SIM
El Arrayan	101,2 [MW]	IV	En Calificación	SIC
Señora Rosario	84 [MW]	III	Aprobado	SIC
Punta Curaumilla	9 [MW]	V	En Calificación	SIC
Alto Baguales II	1,7 [MW]	XI	En Construcción	SIA
Total	1795,7 [MW]			

Tabla C1: Proyección de generación eólica en Chile (e-seia¹²).

SIC: Sistema Interconectado Central.

SING: Sistema Interconectado del Norte Grande.

SIA: Sistema interconectado de Aysén.

SIM: Sistema interconectado de Magallanes.

¹² seia: Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (www.e-seia.cl, revisado 1/1/2010).

Anexo D: Flicker y Aerogeneradores

D1. Definición

El *flicker* o parpadeo se define como “la impresión subjetiva a la fluctuación luminosa”. Nace de la necesidad de medir o cuantificar el cómo afecta las variaciones de la intensidad luminosa al ojo y cerebro humano. Estas variaciones de luminosidad son producidas por variaciones en la tensión.

Es una medida subjetiva pues depende del sistema de iluminación, de la naturaleza de la variación de tensión y del propio observador. El *flicker*, en términos eléctricos, es una medida de las variaciones de la amplitud de la tensión (menores al 10%), su duración y la frecuencia con que ocurren estas variaciones.

El fenómeno del *flicker* no es algo nuevo. Una de las razones porque se decidió utilizar frecuencia de 50 o 60 [Hz] cuando se pasó de sistemas eléctricos DC a AC en el siglo IX fue que para frecuencias bajas se producía “parpadeo” en las luces. En estos tiempos a tomado relevancia el termino debido a los estudios de calidad de suministro.

Desde el año 1900 se han realizado estudios estadísticos para determinar la sensibilidad del ojo y cerebro humano ante variaciones en la luminosidad. En los cuales se intentó determinar cuando el ojo percibe las fluctuaciones luminosas y cuando éstas le son molestas. De estos estudios se desprende que las variaciones de tensión (*flicker*) que suceden en el rango de frecuencia de 0,5 a 25 [Hz] son percibidas por el ojo humano. Siendo el ojo humano más sensible en el rango de frecuencias 8 a 10 [Hz], pudiendo percibir variaciones de la amplitud de la tensión en el rango de 0,25 a 0,4 por ciento.

La Figura D1 muestra la curva de tolerancia al *flicker* en función del tiempo construida por la IEEE 141. Por ejemplo, para 10 perturbaciones por hora el flicker es detectado por un observador promedio fluctuaciones de la amplitud de la tensión de 1% y le es molesto cuando las fluctuaciones de la amplitud de la tensión alcanzan el 3%.

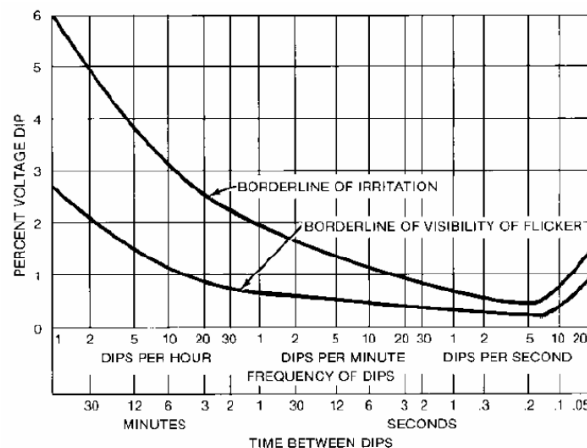


Figura D1: Curva de *flicker* observable y molesta para un observador promedio en función del tiempo.

Se distinguen dos tipos de flicker; cíclico y no cíclico

D2. Porque se Produce el *Flicker*

El *flicker* se produce debido a cambios bruscos de potencia en la carga o generación. Estos cambios producen *peaks* de corrientes en las líneas lo que produce que la tensión se caiga al final de la línea. Dependiendo de la magnitud del cambio de la tensión y la frecuencia de ocurrencia se producirá o no el fenómeno *flicker*. Así, que se produzca o no *flicker* depende de la impedancia de la red (fuerza o debilidad) en el punto donde se encuentra la fuente de flicker. En otras palabras, el *flicker* depende de la potencia de cortocircuito del sistema.

Existen fuentes de *flicker* a nivel residencial, comercial e industrial. Los grandes equipos que comúnmente producen *flicker* son: Hornos de arco, soldadoras eléctricas, motores con cargas pulsantes, etc. Mientras que en generación los parques eólicos producen *flicker* debido a las fluctuaciones de potencia generada y a los eventos de parada y partida. Los equipos más chicos que producen *flicker* son inversores, rectificadores, controlador de velocidad para motores, máquinas de rayos X, máquinas fotocopiadoras, conmutación de banco de condensadores para corrección del factor de potencia, etc.

En la Figura D2, se muestra un ejemplo de una curva de tensión en el tiempo que posee *flicker* producido por un consumo de un horno de arco.

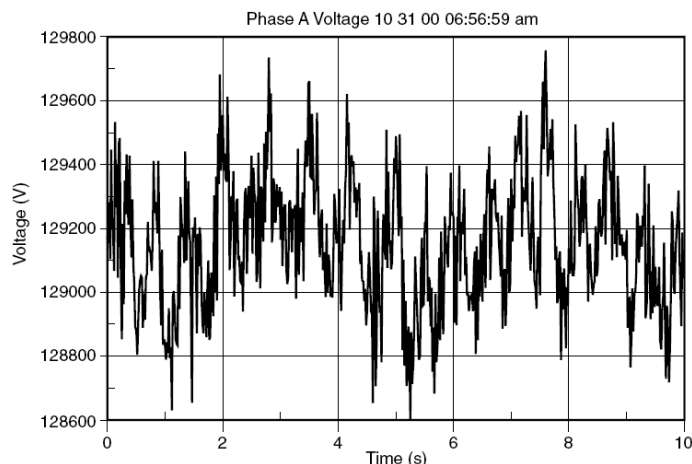


Figura D2: Ejemplo de *flicker* de tensión causado por un consumo horno de arco.

Los efectos del *flicker* en el sistema eléctrico son el mal funcionamiento de equipos sensibles como (sin llegar a daños irreparables): sistemas digitales de control, electromedicina, PLC, instrumentación, etc. Además, de anomalías en los sistemas de iluminación, en especial en lámparas incandescentes y de descarga. Estas anomalías pueden producir cefaleas, migrañas y ser causa de estrés en los seres humanos.

D3. Normas de Red Asociadas al Fenómeno *Flicker*

Existen muchas normas que describen los límites, como se controla y se mide el fenómeno de *flicker*. Las principales solo las hechas por las normas "IEEE" hechas en E.E.U.U y por otro lado las normas IEC (Además, de las normas locales hechas en cada país). Las normas "IEEE" en donde se encuentran definiciones, límites, como se mide y controla el *flicker* son IEEE

P1453/D5, IEEE 141 y IEEE 519. Las normas “IEC” en donde se encuentran definiciones, límites, como se mide y controla el *flicker* son IEC 61000 3-3, IEC 61000 3-5, IEC 61000 3-7 y IEC 61000 4-15 (antiguamente llamada IEC 868).

En las normas IEEE 141, IEEE 519 y IEC 61000 4-15 se establece una curva para la máxima variación de tensión permitida con respecto a la frecuencia de estas variaciones. (Esta variación de tensión se mide sobre un intervalo de tiempo como $\frac{V_{max}-V_{min}}{V_{prom}}$). En la Figura D3 se muestra las curvas permitidas por las normas IEEE 141 y 519 y en la Figura D4 la curva permitida por la norma IEC 61000 4-15.

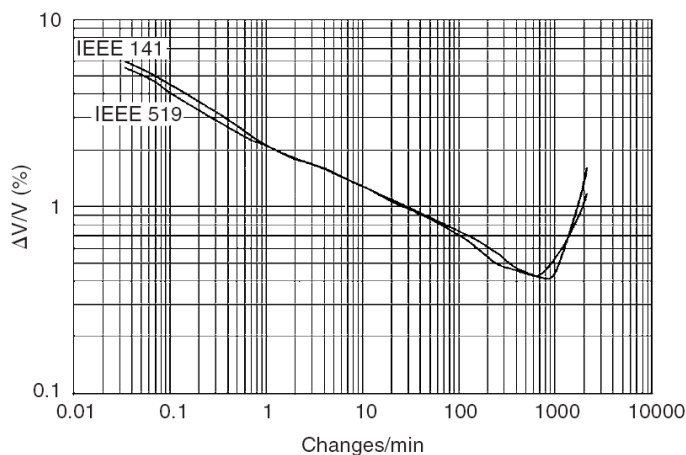


Figura D3: Curvas de flicker permitidas por las normas IEEE 141 y 519.

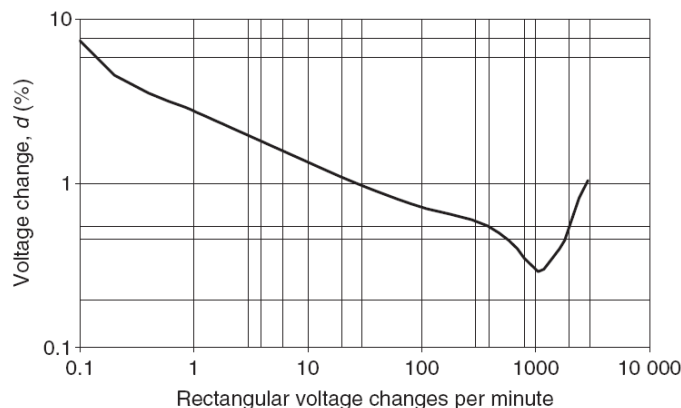


Figura D4: Curvas de flicker permitidas por la norma IEC 61000 4-15.

D4. Como se Mide el Flicker

Para medir el *flicker* en un nodo del sistema eléctrico se utiliza un instrumento llamado *flickermeter*. El *flickermeter* es esencialmente un dispositivo que demodula la señal de flicker, la compara con las curvas de flicker establecidas por la norma y realiza análisis estadísticos en un su procesador de datos.

La salida de este instrumento es “el nivel de severidad del *flicker* de corto plazo Pst”. El Pst es 1 cuando un 50% de los observadores percibe el *flicker* y le es molesto. Se mide en intervalos de

1, 5, 10 y 15 minutos, según la norma técnica del sistema en el cual se esté midiendo el *flicker*. Lo usual es medirlo cada 10 minutos (IEC 61000-4-15). La fórmula para el cálculo del Pst es la ecuación (D1), en ella los percentiles¹³ $P_{0,1}$, P_{1s} , P_{3s} , P_{10s} , P_{50s} son niveles de *flicker* excedidos en 0,1, 1, 2, 10 y 50 % del tiempo de medición.

$$Pst = \sqrt{0,0314 \cdot P_{0,1} + 0,0525 \cdot P_{1s} + 0,0657 \cdot P_{3s} + 0,28 \cdot P_{10s} + 0,08 \cdot P_{50s}} \quad (D.1)$$

En la Figura D5 se muestra el Pst medido para el ejemplo de la Figura D2.

Se utiliza también el nivel de severidad del *flicker* de largo plazo Plt, el que corresponde a un análisis de un número entero de períodos cortos. Lo usual es medirlo en 12 periodos cortos (Típicamente se mide cada 2 [hrs], IEC 61000-4-15). Se calcula utilizando la ecuación (D2).

$$Plt = \sqrt[3]{\frac{\sum_i^N P_{sti}^3}{N}} \quad (D.2)$$

En que N es el número de Pst medidos en el intervalo de medición (Típicamente 12).

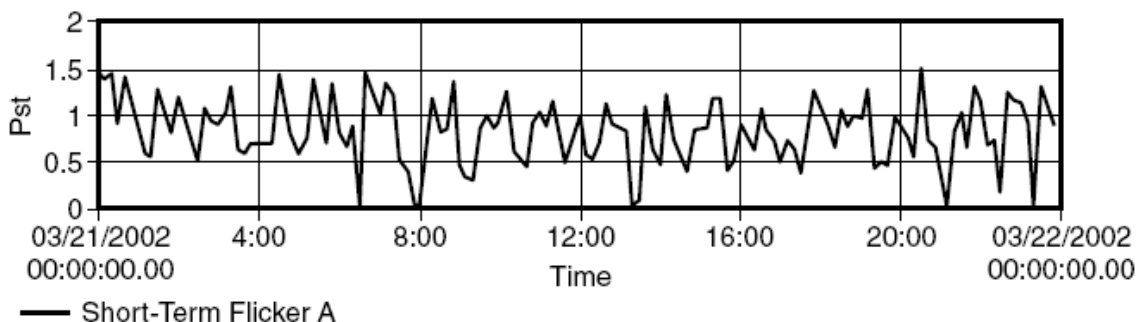


Figura D5: Nivel de severidad del *flicker* de corto plazo Pst medido en el consumo de horno de arco.

La norma IEC 61000 3-7 exige que en media tensión Pst deba ser menor a 0,9 y Plt menor a 0,7. Mientras que en alta tensión Pst deba ser menor a 0,5 y Plt menor a 0,6.

D5. Como se Mitiga o Anula el *Flicker*

La técnica utilizada para mitigar o anular el *flicker* se elige según el origen del mismo, la capacidad del sistema y el costo de dicha solución. En general, se puede modificar el equipo que produce *flicker* o modificar la red a la que está conectada dicho equipo.

Desde el punto de vista del equipo, por ejemplo, en el caso de un motor de inducción que produce *flicker* se han probado soluciones como cambiar la forma de sus enrollados para cambiar sus curvas de torque-velocidad, en algunos casos perdiendo eficiencia, y agregar un

¹³ Los percentiles dividen a la distribución de frecuencias acumulada en 100 partes iguales que representan cada una el 1% de los valores. Así el percentil 5% representa un nivel de parpadeo que sólo es superado por el 5% de las muestras, mientras que el 95% restante queda por debajo.

mecanismo de partida suave. En el caso del horno de arco se ha probado la técnica de conectar una inductancia en serie con la máquina.

Desde el punto de vista de la red, se puede distanciar (o aislar) el equipo que produce *flicker* en especial alejarlo de equipos de iluminación o aumentar la capacidad de cortocircuito de la red en el punto de conexión del equipo que produce *flicker*. Para aislar el equipo que produce flicker se conecta este a un transformador independiente alejado de equipos de iluminación y en lo posible en el nivel de tensión lo más elevado posible. Para aumentar la capacidad de cortocircuito de la red se recomienda aumentar la capacidad de conductores (o líneas) de la red, aumentar la capacidad de transformador de conexión, conectar un condensador en serie en el punto de conexión del equipo que produce flicker y utilizar compensadores estáticos de reactivos (SVC) en el punto de conexión del equipo que produce flicker.

D6. Flicker y Parques Eólicos

Se distinguen dos situaciones en que un aerogenerador puede produce *flicker* a la red; en operación de régimen permanente o continua y en operaciones de “*switcheo*”, es decir, en la partida o parada de emergencia del mismo.

Operación de Régimen Permanente

En régimen permanente las fluctuaciones de potencia activa y o reactiva producida por un aerogenerador pueden causar *flicker*. Las fluctuaciones de potencia activa son causadas por el efecto sombra de la torre, por errores en el *yaw control*, por el cizallamiento del viento, turbulencias del viento y por las fluctuaciones en el sistema de control aerodinámico (*pitch control, stall control pasive, stall control active*).

En aerogeneradores de velocidad fija el principal factor que afecta las fluctuaciones de potencia es el efecto sombra de la torre. Cada vez que las aspas pasan por la torre la velocidad del viento se reduce y se produce un decaimiento en la potencia activa. Luego existe un decaimiento periódico de la potencia activa con periodo igual al tiempo en que cada aspa pasa por la torre (Ver Figura D6a).

El efecto en el *flicker* debido a fluctuaciones en la velocidad del viento tiene frecuencias menores y son menos significativos. El *flicker* en aerogeneradores de velocidad fija alcanza su máximo para velocidades de vientos mayores.

En aerogeneradores de velocidad variable el efecto sombra de la torre y las fluctuaciones de potencia activa debidas a fluctuaciones en la velocidad del viento no afectan en forma significativa la potencia activa (Ver Figura D6b). Por lo que el *flicker* en operación de régimen permanente de un aerogenerador de velocidad variable es menor que un de velocidad fija.

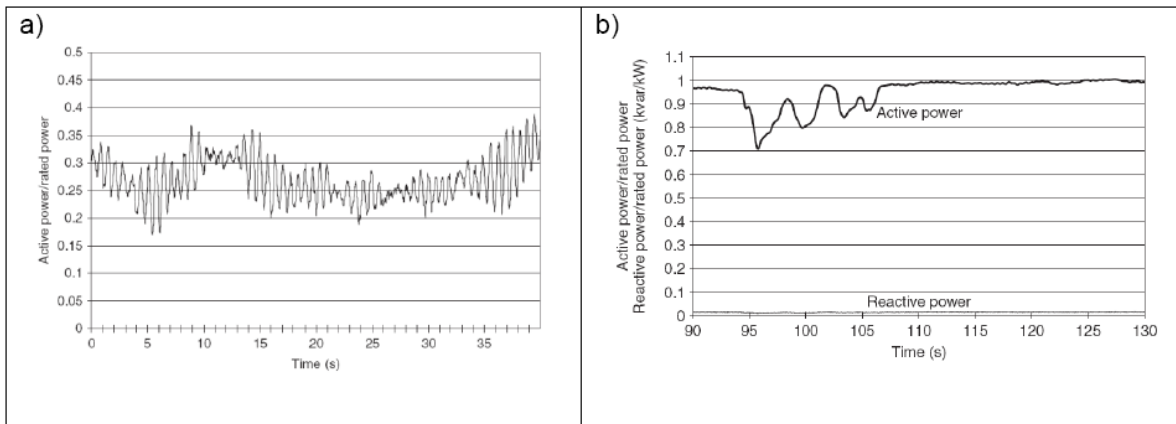


Figura D6: Potencia activa generada a) Aerogenerador velocidad fija y b) Aerogenerador velocidad variable.

Además de la tecnología (eléctrica) de los aerogeneradores, el *flicker* en operación de régimen permanente depende del control aerodinámico utilizado. Los aerogeneradores que poseen *pitch control* producen mayores variaciones de potencia activa para altas velocidades de viento, debido a que el control aerodinámico es más lento que la velocidad de variación del viento. Esto se muestra en la Figura D7a, la potencia activa instantánea se muestra en la línea punteada, el *pitch control* quiere llevar la potencia activa a la potencia nominal, pero esto no es instantáneo y por lo tanto se producen variaciones. Mientras que las variaciones de potencia activa de un aerogenerador de velocidad fija que posee *stall control* son mucho menores para velocidad de vientos altos (Ver Figura D7b).

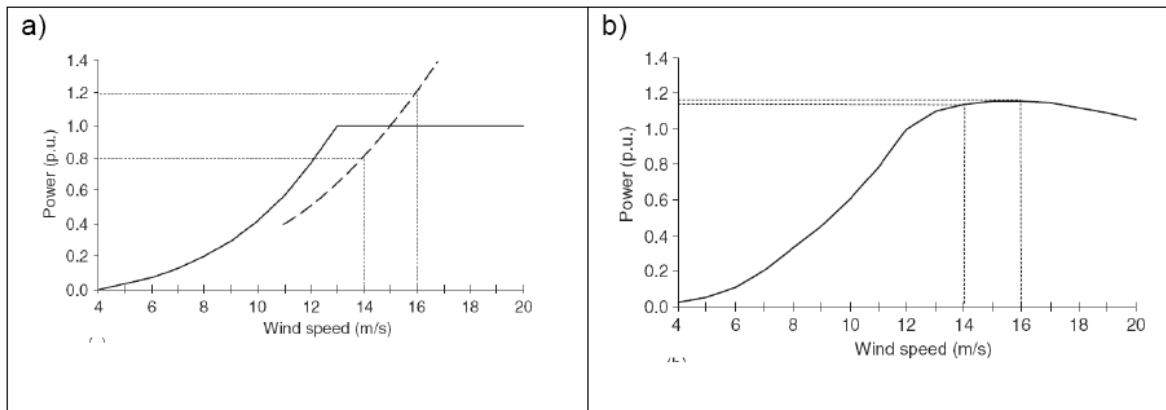


Figura D7: Curva de Potencia vs velocidad del viento a) aerogeneradores con *pitch control*; b) aerogeneradores con *stall control*.

En un parque eólico en operación de régimen permanente las fluctuaciones de potencia activa de los aerogeneradores que lo componen no están correlacionadas. Por lo que el *flicker* del parque es la suma geométrica del *flicker* de un aerogenerador, es decir, el *flicker* de un parque eólico es \sqrt{n} veces el *flicker* de un aerogenerador, siendo n el número de aerogeneradores del parque.

Partida y Parada de Emergencia

También se produce *flicker* de tensión en el PCC en operaciones de “*switcheo*” de un aerogenerador; partida, paradas de emergencia, cambio de generador en aerogeneradores que tienen más de un generador y cambio de enrollados en aerogeneradores con generador de enrollados múltiples.

En general, la partida de un aerogenerador de velocidad variable es más amortiguada que la partida de un aerogenerador de velocidad fija. Por lo que se espera que no produzca flicker a la red.

Sin embargo, cuando parte un aerogenerador de velocidad fija, consume reactivos para magnetizar su campo, a medida que crece la potencia activa, generalmente, un banco de condensadores *shunt* se va activando en pasos (mecanismo de partida suave), compensando en parte la potencia reactiva utilizada en la magnetización del campo. Cuando entra todo el banco de condensadores *shunt* el control aerodinámico se encarga de incrementar la potencia activa generada (Ver Figura D8a). Al mismo tiempo, debido al consumo de reactivos en la partida, la tensión en los bornes del generador cae y se restablece nuevamente una vez que entra todo el banco de condensadores *shunt*. Una vez que la potencia activa se incrementa también crece la tensión en los bornes del generador (Ver Figura D8b). Por lo que se espera que un aerogenerador de velocidad fija puede producir *flicker* en su partida.

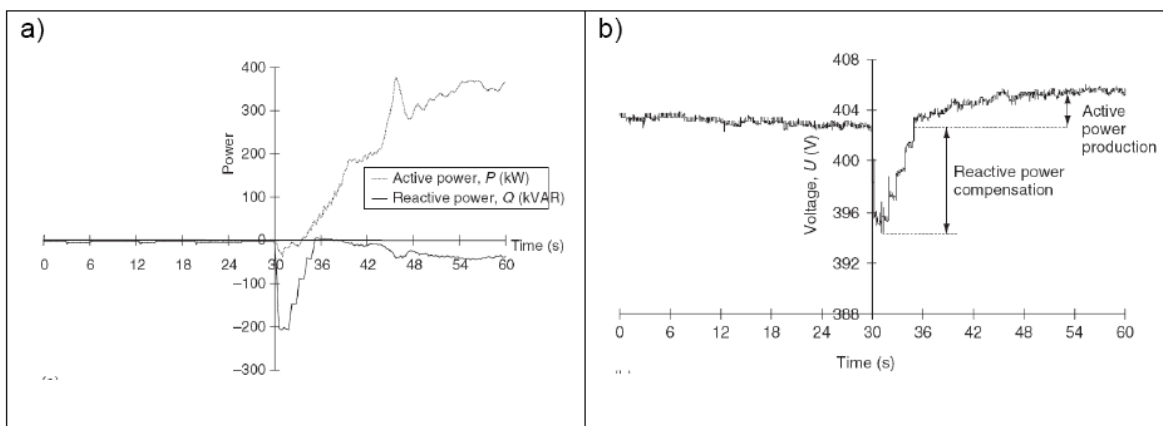


Figura D8: Curva de partida de un aerogenerador de velocidad fija pitch control a) Potencia activa y reactiva; b) Tensión.

En la partida de un aerogenerador de velocidad variable, se controla el consumo de potencia reactiva, controlando el factor de potencia, logrando entrar al sistema interconectado sin afectar mayormente las variables eléctricas del sistema interconectado (Ver Figura D9).

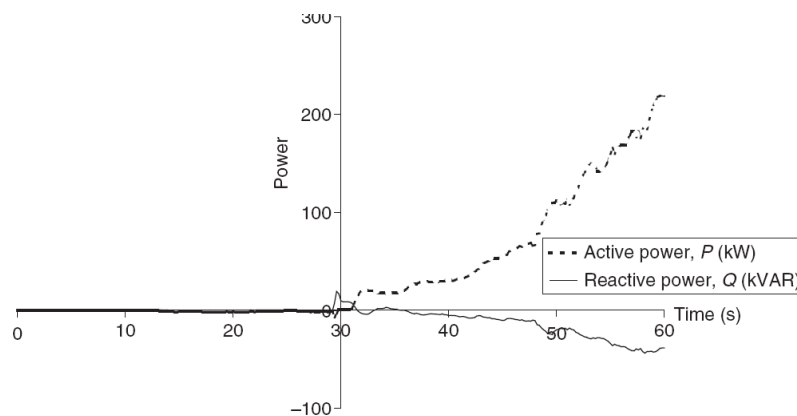


Figura D9: Curva de potencia activa y reactiva de partida de un aerogenerador de velocidad variable.

La detención o parada de emergencia de un aerogenerador es debida a que la velocidad del viento es muy alta o muy baja. Cuando la velocidad de viento es menor a la velocidad de “*cut in*” se debe parar el aerogenerador para evitar flujos de potencia negativos. Cuando pasa esto la potencia activa es cercana a cero por lo que la parada es suave y no afecta la tensión en los bornes del aerogenerador. Pero, cuando se detiene un aerogenerador porque la velocidad del viento supera la velocidad de “*cut off*”, se afecta la tensión ya que la potencia activa desciende de potencia nominal a cero.

Se espera que un aerogenerador de velocidad fija pueda producir flicker en una parada de emergencia debida a exceso en la velocidad del viento, mientras que para un aerogenerador de velocidad variable no. Ya que cuando se detiene un aerogenerador de velocidad fija por exceso de viento su banco de condensadores *shunt* es desconectado instantáneamente, por lo que mientras el freno detiene las aspas el aerogenerador este consume potencia reactiva. Una vez que las aspas se han detenido el generador es desconectado para evitar cambios de flujo de potencia (Ver Figura D10a). En cambio, la detención de un aerogenerador de velocidad variable, al igual que en la partida, es más suave y amortiguada que la de uno de velocidad fija debido al control electromecánico. (Ver Figura D10b)

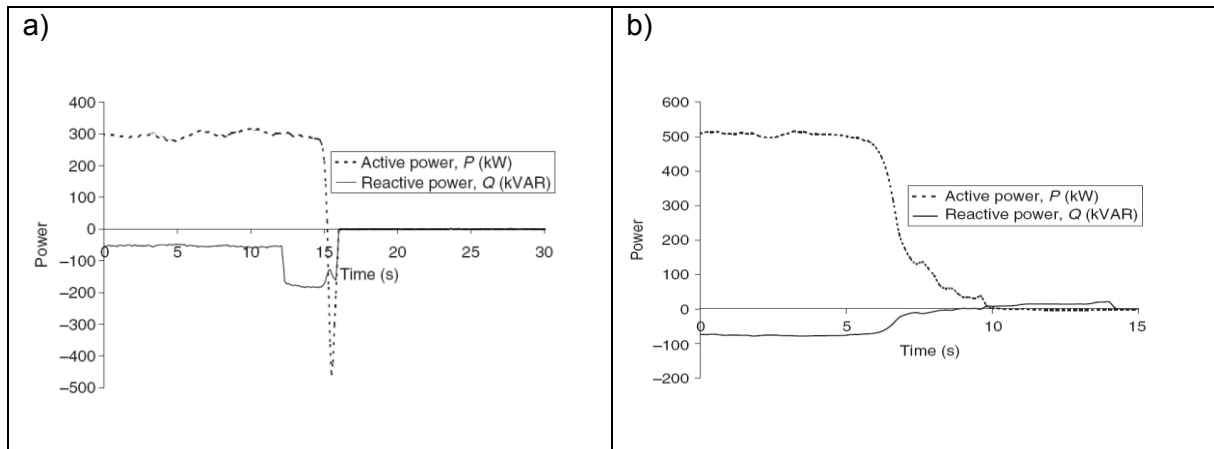


Figura D10: Parada de emergencia a) aerogenerador de velocidad fija, b) aerogenerador de velocidad variable.

Por otro lado, en un parque eólico solo se detiene un o unos pocos aerogeneradores al mismo tiempo, solo en raras ocasiones se detiene todo el parque por exceso de viento. Por lo que para estimar el flicker de un parque eólico debido a operaciones de “*switcheo*” basta con considerar el flicker producido en operación de “*switcheo*” por un o unos pocos aerogeneradores del parque.

IEC 61400-21 y flicker

En la norma IEC 61400-21 se indican los parámetros de un aerogenerador que son importantes y se deben conocer para determinar las características del mismo en cuanto a calidad de suministro. Estos parámetros son entregados por el fabricante del aerogenerador. Entre ellos, los parámetros relacionados con el flicker son el “*coeficiente de flicker*” y el “*factor de paso de flicker*”.

El coeficiente de *flicker* es una medida de normalizada del máximo *flicker* que puede emitir un aerogenerador durante operación de régimen permanente. Se calcula según la ecuación siguiente:

$$c(\varphi_k, v_a) = P_{st} \cdot \frac{S_k}{S_n} \quad (D.3)$$

En que,

P_{st}: Es el nivel de severidad del *flicker* de corto plazo.

S_n: Potencia aparente nominal del aerogenerador.

S_k: Potencia aparente de cortocircuito de la red.

v_a: Velocidad del promedio del viento.

φ_k: Ángulos de la impedancia de la red.

El fabricante del aerogenerador debe entregar este coeficiente calculado según la IEC 61000 4-15, para valores del ángulo de la impedancia de la red de 30°, 50°, 70° y 85° y para velocidades de viento promedio anual de 6 [m/s], 7,5 [m/s], 8,5 [m/s] y 10 [m/s].

El *factor de paso de flicker* es una medida normalizada del máximo *flicker* que puede emitir un aerogenerador durante operación de “*switcheo*”. Se calcula según la ecuación siguiente:

$$k_f(\varphi_k) = \frac{1}{130} \cdot P_{st} \cdot \frac{S_k}{S_n} \cdot T_p^{0.31} \quad (D.4)$$

En que,

P_{st}: Es el nivel de severidad del *flicker* de corto plazo.

S_n: Potencia aparente nominal del aerogenerador.

S_k: Potencia aparente de cortocircuito de la red.

T_p: Es la duración de la variación de tensión debida a la operación de *switcheo*.

φ_k: Ángulos de la impedancia de la red.

El fabricante del aerogenerador debe entregar este coeficiente calculado según la IEC 61000 4-15, para valores del ángulo de la impedancia de la red de 30°, 50°, 70° y 85° y para las siguientes operaciones de *switcheo*; Partida del aerogenerador cuando la velocidad del viento es la velocidad de *cut-in*, Partida del aerogenerador cuando la velocidad del viento es la velocidad nominal, Parada de emergencia del aerogenerador cuando la velocidad del viento es mayor a la velocidad de *cut-off* y cuando existe un cambio en de generador(en el caso de que el aerogenerador posea dos generadores).

Como referencia en la siguiente tabla se cualifican estos valores para aerogeneradores de distinta tecnología.

	Tipo Aerogenerador	Coefficiente de flicker	Factor de paso de flicker
Velocidad Fija	<i>GIRJA Stall control</i>	Promedio	Alto
	<i>GIRJA Pitch control</i>	Alto	Promedio
	<i>GIRJA Active stall control</i>	Alto	Promedio
Velocidad Variable	GIRB resistencia rotórica variable	Bajo	Bajo
	<i>GIDARB Pitch control</i>	Bajo	Bajo
	<i>GSIP, GSRB y GIDARB Pitch control</i>	Bajo	Bajo

Tabla D1: Valores cualitativos del coeficiente de flicker y el factor de paso del flicker para distintas tecnologías de aerogeneradores.

Donde,

GIRJA: Generador de inducción rotor jaula de ardilla.

GIRB: Generador de inducción rotor bobinado.

GIDARB: Generador de inducción doblemente alimentado rotor bobinado.

GSIP: Generador sincrónico rotor de imanes permanentes.

GSRB: Generador sincrónico rotor bobinado.

Anexo E: Fluctuaciones de Tensión

Según la NTSyCS de Chile en su artículo 5-85, las fluctuaciones de tensión se clasifican en dos categorías de acuerdo a su duración: corta duración (10 [ms] hasta 60 [s]) y larga duración (> 60 [s]). A su vez las fluctuaciones de larga y corta duración se subdividen como sigue:

	Tipo	Duración	Magnitud [%]	
			Subtensión	Sobretension
Corta duración	Instantáneas	10 [ms]-600[ms]	10%-92,5%	107,5%-180%
	Momentáneas	600[ms]-3 [s]	10%-92,5%	107,5%-140%
	Temporales	3[s]- 60[s]	10%-92,5%	107,5%-120%
Larga duración	Caída de tensión	> 60 [s]	80%-92,5%	
	Subida de tensión	>60 [s]		107,5%-120%

Tabla E1: Clasificación de fluctuaciones de tensión de corta y larga duración, NTSyCS Chile.

Anexo F: Costo Variable Centrales del Sistema Eléctrico SIC-Norte.

Centrales	Potencia [MW]	Combustible	[US\$/MWh]
Molles	20	Agua (pasada)	0
Total	46	Viento	7,7
Canela I	18,5	Viento	7,7
Canela II	60	Viento	7,7
Monte Redondo	38	Viento	7,7
Guacolda I	142,9	Carbón	35,52
Guacolda II	142,9	Carbón	35,52
Guacolda III	135	Carbón	38,15
Nueva Ventana	240	Carbón	46
Tierra Amarilla	142	Petróleo Diesel	89,4
Las Cenizas	17,1	Petróleo Diesel	92,02
Los Espinos	96	Petróleo Diesel	134,42
Termo Pacífico	96	Petróleo Diesel	135,3
El Peñon (TG)		Petróleo Diesel	135,31
Los Olivos	96	Petróleo Diesel	135,31
Taltal I	121,5	Petróleo Diesel	136,79
Taltal II	123,4	Petróleo Diesel	136,79
Huasco TG	58	Petróleo IFO-180	144,61
San Lorenzo I	27,92	Petróleo Diesel	??
San Lorenzo II	27,92	Petróleo Diesel	??

Tabla F1: Costo Variable centrales del sistema SIC-Norte.

Anexo G: Despacho Centrales SIC-Norte

	Potencia generada por central en [MW]								
	Taltal I	Guacolda I	Los Molles I	Nueva Ventana	Canela I	Canela II	Totoral	Monte Redondo	Parque Eólico
Desp. 1	110	150	10	200	0	0	0	0	0
Desp.2	104	150	10	200	18,15	0	0	0	0
Desp.3	92	150	10	200	18,15	0	36	0	0
Desp. 4	71	150	10	200	18,15	60	36	0	0
Desp.5	71	150	10	185	18,15	60	36	38	0
Desp.6	71	150	10	179	18,15	60	36	38	18,15
Desp. 7	71	150	10	173	18,15	60	36	38	36,3
Desp.8	71	150	10	167	18,15	60	36	38	54,45
Desp.9	71	150	10	161	18,15	60	36	38	72,6
Desp. 10	71	150	10	155	18,15	60	36	38	90,75
Desp.11	71	150	10	149	18,15	60	36	38	108,9
Desp.12	71	150	10	143	18,15	60	36	38	127,05
Desp. 13	71	150	10	137	18,15	60	36	38	145,2
Desp.14	71	150	10	130	18,15	60	36	38	163,35
Desp.15	71	150	10	124	18,15	60	36	38	181,5
Desp. 16	71	150	10	118	18,15	60	36	38	199,65
Desp.17	71	150	10	112	18,15	60	36	38	217,8
Desp.18	71	150	10	106	18,15	60	36	38	235,95
Desp. 19	71	150	10	100	18,15	60	36	38	254,1
Desp.20	71	144	10	100	18,15	60	36	38	272,25
Desp.21	71	126	10	100	18,15	60	36	38	308,55
Desp.22	71	108	10	100	18,15	60	36	38	344,85
Desp.23	71	90	10	100	18,15	60	36	38	381,15
Desp.24	71	72	10	100	18,15	60	36	38	399,3
Desp. 25	63	72	10	100	18,15	60	36	38	417,45
Desp.26	45	72	10	100	18,15	60	36	38	435,6
Desp.27	27	72	10	100	18,15	60	36	38	453,75
Desp. 28	27	72	10	100	18,15	60	36	38	471,9
Desp.29	27	72	10	100	18,15	60	36	38	490,05
Desp.30	27	72	10	100	18,15	60	36	38	508,2
Desp. 31	27	72	10	100	18,15	60	36	38	526,35
Desp.32	27	72	10	100	18,15	60	36	38	544,5
Desp.33	27	72	10	100	18,15	60	36	38	562,65
Desp.34	27	72	10	100	18,15	60	36	38	580,8
Desp.35	27	72	10	100	18,15	60	36	38	598,95

Tabla G1: Despachos realizados a las centrales del sistema SIC-Norte.