



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

**ESTUDIO ESTÁTICO Y DE IMPACTO DE LA CONEXIÓN DE UN
PARQUE EÓLICO CON COMPENSACIÓN DE REACTIVOS**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
ELECTRICISTA**

DANILO ALEJANDRO PAVEZ LLANCA

SANTIAGO DE CHILE

JUNIO 2012



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

**ESTUDIO ESTÁTICO Y DE IMPACTO DE LA CONEXIÓN DE UN
PARQUE EÓLICO CON COMPENSACIÓN DE REACTIVOS**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
ELECTRICISTA**

DANILO ALEJANDRO PAVEZ LLANCA

PROFESOR GUÍA:

NELSON MORALES OSORIO

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

HÉCTOR AGUSTO ALEGRÍA
ALEJANDRO FLORES RAMÍREZ

SANTIAGO DE CHILE

JUNIO 2012

“ESTUDIO ESTÁTICO Y DE IMPACTO DE LA CONEXIÓN DE UN PARQUE EÓLICO CON COMPENSACIÓN DE REACTIVOS”

Esta memoria está enfocada en el estudio de conexión de una central eólica al sistema de distribución y la compensación de los reactivos necesaria para que no se produzcan impactos negativos en la operación de una red de distribución.

Las restricciones técnicas presentes en las redes de distribución limitan los puntos de conexión para medios de generación distribuido, por eso la necesidad del desarrollo de estudios avanzados del cumplimiento de las normas vigentes al momento de conectarse a una red eléctrica de distribución.

En este trabajo se estructura los pasos a seguir para los análisis de las diferentes variables a considerar al momento de conectar un Pequeño Medio de Generación (PMG) a una red de distribución, en este caso específico un parque eólico con compensación de reactivos. Para esto, el trabajo se divide en 3 etapas; primeramente se realiza la investigación de las diferentes tecnologías disponibles para un parque eólico junto con la planificación futura esperada en Chile para este tipo de Energía Renovable No Convencional (ERNc).

En la segunda etapa se efectúan los estudios estáticos del alimentador, el cual se proyecta sin el parque eólico por un periodo de 15 años utilizando la tasa de crecimiento enviada por la distribuidora; con esto se busca establecer si existe la necesidad de realizar mejoras o ampliaciones en éste.

Por último se realizan los estudios de impacto en el año de conexión del parque y su influencia sobre la red de distribución, para ver las implicancias de la conexión e inyección de potencia y energía, bajo diversos escenarios de estudios que considera casos extremos del alimentador. Se analizó el impacto en los niveles de tensión, en la carga de la línea, los reactivos, factor de potencia y reemplazo de equipos.

En conclusión, el análisis permitió corroborar que sí existen impactos en la red de carácter negativo, y por medio de la instalación de un banco de condensadores de 100 kVAr, en el mismo punto de conexión, se logra mantener el factor de potencia en el rango establecido en la NTSyCS.

Se proponen como estudios futuros los análisis de Coordinación de protecciones, Estudios de cortocircuito y Estabilidad transitoria.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar le quiero agradecer a mi familia por el apoyo prestado en todo momento, a mi padre por los valores y enseñanzas de perseverancia que me enorgullecen, a mi madre por el cariño incondicional, a mi hermano Rodolfo por la motivación en mis años en la Universidad y por supuesto a mis sobrinos que han sido una fuente de amor incondicional todos estos años.

También le quiero agradecer al Sr. Nelson Morales, Sr. Héctor Augusto y don Alejandro Flores por la confianza en mis capacidades en el desarrollo de mi memoria. A Dessau Ingeniería S.A. por los conocimientos y consejos sobre los sistemas eléctricos de potencia.

Finalmente les agradezco a mis amigos de la Universidad de Chile por estar conmigo y aguantarme todos estos años, no solamente en las aulas si no también en la vida diaria, donde aprendimos que los amigos de verdad están en las buenas y las malas para apoyarte.

ABREVIATURAS

FACTS	Flexible AC Transmissions Systems
NTCO	Norma Técnica de Conexión y Operación
NTSYCS	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SIC	Sistema Interconectado Central
SING	Sistema Interconectado Norte Grande
PMG	Pequeño Medio de Generación
PMGD	Pequeño Medio de Generación Distribuido
SVC	Static Var Compensator
CER	Compensador Estático de Reactivo
STATCOM	Static Synchronous Compensator
VAD	Valor Agregado de Distribución

INDICE

CAPITULO 1 INTRODUCCIÓN	4
1.1 Fundamentación.....	4
1.2 Objetivo General.....	4
1.3 Objetivos Específicos.....	5
1.4 Hipótesis de Trabajo y Metodología.....	5
1.5 Plan de Trabajo.....	5
CAPITULO 2 ENERGÍA EÓLICA Y COMPENSADORES DE REACTIVOS	7
2.1 Potencia Extraíble del Viento.....	7
2.1.1 El Viento y su Potencia	8
2.1.2 Extracción de la Energía del Viento	9
2.2 Modelos de Parques Eólicos.....	11
2.2.1 Generador Asíncrono tipo “Jaula de Ardilla”	12
2.2.2 Generadores Asíncronos con Rotor Bobinado	14
2.2.3 Generadores Síncronos	16
2.3 Planificación Eólica Futura	17
2.4 Compensación de Reactivos	18
2.4.1 Compensación Paralela.....	18
2.4.2 Compensación Serie.....	19
2.4.3 Combinación Paralela y Serie.....	21
2.4.4 Compensación Dinámica	21
2.5 Equipos de Compensación de Reactivos.....	22
2.5.1 Switched Shunt Capacitor.....	22
2.5.2 Inversor Híbrido Basado en Compensadores.....	23
2.5.3 Compensador Estático de Reactivos (CER).....	24
2.5.4 Compensador Síncrono Estático (STATCOM).....	24
CAPITULO 3 DESCRIPCIÓN DEL MODELO.....	26
3.1 Equipo asociado al alimentador	27
3.1.1 Condensadores.....	27
3.1.2 Conductores del Alimentador.....	27
3.1.3 Demanda del alimentador	28
3.2 Pequeño Medio de Generación.....	28
3.2.1 Unilineal Simplificado.....	28
3.2.2 Equipos del Parque Eólico.....	29
3.2.3 Consideraciones generales	29
CAPITULO 4 ESTUDIOS ESTÁTICOS.....	30
4.1 DEFINICIÓN CASO BASE (SIN PARQUE EÓLICO)	30
4.1.1 Antecedentes preliminares	30
4.1.2 Procedimiento de Modelación Caso Base	30
4.1.3 Proyección Criterio VAD y Normativa Técnica (plan de obras 15 años)	31
4.1.4 Plan de Obras Propuesto.....	35
CAPITULO 5 ESTUDIOS DE IMPACTO.....	37
5.1 CONSIDERACIONES GENERALES	37
5.1.1 Bloques de Potencia para Análisis de Impacto	37
5.1.2 Consideraciones para el PMGD	38
5.2 NIVELES DE CARGA EN LA LÍNEAS.....	39
5.3 NIVELES DE TENSIÓN EN PUNTO REPERCUSIÓN Y OTROS PUNTOS	39
5.4 NECESIDAD DE COMPENSACIÓN DE REACTIVOS y FACTOR DE POTENCIA	41
5.4.1 Cálculo de Factor de Potencia.....	41
5.4.2 Análisis FP sin PMGD.....	42

5.4.3	Análisis FP con PMGD	42
5.5	ANÁLISIS BANCO REGULADORES DE TENSIÓN	44
CAPITULO 6	CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO	45
CAPITULO 7	BIBLIOGRAFÍA	47

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1:	Mapa eólico zona central del país.....	7
Ilustración 2:	Aerogeneradores de gran tamaño.	9
Ilustración 3:	Las distintas velocidades del viento durante la operación de una turbina...9	
Ilustración 4:	Flujo de aire a través de una turbina eólica.	10
Ilustración 5:	Generador de velocidad fija.	12
Ilustración 6:	Generador de velocidad variable.	13
Ilustración 7:	Generador con deslizamiento dinámico.	14
Ilustración 8:	Generador doblemente alimentado.....	15
Ilustración 9:	Generador sincrónico de velocidad variable.	16
Ilustración 10:	Por turbina, circuito equivalente monofásico de una maquina de inducción (simplificado) en un parque eólico de n turbinas.	19
Ilustración 11:	Compensación serie en una maquina de inducción (simplificada) en un parque eólico de n turbinas.	20
Ilustración 12:	Compensación serie y paralela en una maquina de inducción (simplificada).	21
Ilustración 13:	Operación característica de un inversor basado en compensadores.....	23
Ilustración 14:	Típico compensador estático de reactivos.	24
Ilustración 15:	(a) Típico STATCOM, (b) Diagrama simple de línea.....	25
Ilustración 16 -	Unilineal del Parque Eólico	28

Índice de Gráficos

Gráfico 1 –	Cargas máximas alcanzadas en cada año	33
Gráfico 2 –	Niveles de tensión máximos y mínimos en el alimentador.....	34
Gráfico 3 –	Niveles máximos de carga de líneas por caso.....	39
Gráfico 4 –	Niveles de tensión alcanzados en cada caso	40

Índice de Tablas

Tabla 1 - Potenciales Brutos. Estimación 2015	17
Tabla 2 - Potencial Instalable SIC [MW] 2008-2025.....	18
Tabla 3 - Conductores del Alimentador	27
Tabla 4 - Bloques de demandas año 2011	28
Tabla 5 – Equipos a modelar.....	29
Tabla 6 – Tasa de crecimiento	30
Tabla 7 – Nivel de carga máximo obtenidos de las líneas en %	32
Tabla 8 – Factor de potencia en la cabecera del alimentador	34
Tabla 9 – Niveles de tensión y carga en el RRVV.....	35
Tabla 10 – Plan de obras entregado por la distribuidora.....	36
Tabla 11 – Bloques de demanda Año 2012	37
Tabla 12 - Bloques de Generación del Parque Eólico.....	37
Tabla 13 - Bloques de Generación del PMGD	38
Tabla 14 - Combinatoria de análisis	38
Tabla 15 – Niveles de tensión en punto de repercusión sin PMGD	40
Tabla 16 - Niveles de tensión en el punto de repercusión con PMGD	40
Tabla 17 - Niveles de tensión en bornes del generador.....	41
Tabla 18 - Niveles de Reactivos.....	41
Tabla 19 – Valores de reactivos sin Parque Eólico	42
Tabla 20 - Valores de potencia generada y valores en la cabecera del alimentador	43
Tabla 21 – Factores de potencias calculados	43
Tabla 22 - Datos de generación nuevos.....	43
Tabla 23 – Nuevos factores de potencias calculados	44

CAPITULO 1 INTRODUCCIÓN

1.1 Fundamentación.

El crecimiento económico que ha experimentado el país en los últimos años, se ha visto reflejado en un aumento significativo de la demanda por energía eléctrica. Como respuesta ante tal situación, el sector eléctrico ha debido encarar nuevos desafíos de modernización y expansión, a fin de satisfacer los exigentes requerimientos actuales de energía y responder de forma adecuada a aquellos proyectados en el futuro cercano.

Adicionalmente a esto, los incentivos a incorporar fuentes renovables a la matriz energética del país, fuentes renovables, dentro de las fuentes de energía renovables, la energía eólica ha presentado un crecimiento importante en su utilización en los últimos años, dado el aumento en el número de parques eólicos que aportan a la red. El tamaño de las turbinas de viento también va aumentando a llegar al desarrollo de maquinas de hasta 5 MW.

Actualmente existen en Chile numerosos proyectos de generación eólica en distintas etapas de desarrollo. Estos se conectarán al Sistema Interconectado Central (SIC), 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.

La compensación de energía reactiva permite minimizar los desequilibrios que pueden afectar al sistema eléctrico.

1.2 Objetivo General.

El objetivo general de esta memoria es el estudio estático y de impacto de la conexión de un pequeño medio de generación eólico en un sistema de distribución y la utilización de un equipo de compensación de reactivos.

1.3 Objetivos Específicos.

Dentro de los objetivos específicos se pueden considerar los siguientes:

- Investigar sobre la compensación de reactivos en parques eólicos y sistemas de potencia
- Investigar tamaño futuro de parques eólicos
- Aplicar una metodología de análisis para los estudios estáticos
- Modelar el sistema de distribución a partir de la tasa de crecimiento propuesta por la distribuidora.
- Verificar el cumplimiento de los estándares definidos en la normativa vigente
- Aplicar metodología de análisis para los estudios de impacto
- Niveles de carga en las líneas
- Niveles de tensión en los distintos puntos de la red
- Efecto de reactivos en la red de distribución asociada

1.4 Hipótesis de Trabajo y Metodología.

Una vez recopilados los datos de estudios anteriores, se procederá a analizarlos y evaluar cuál es el mejor método matemático que se aplicará, con esto se dará paso a decidir el software que se empleará para computar los datos que se esperan obtener, ya sea mediante planilla de datos, un software de cálculo tipo MatLab o Maple, o desarrollar un software especial para su aplicación en este problema.

Los análisis sistémicos se desarrollaran en software tales como DigSilent Power Factory o DeepEdit, especiales para el cálculo de flujos de potencia y capacidades de generación de los distintos sistemas eléctricos.

1.5 Plan de Trabajo.

- Revisión bibliográfica.

En esta etapa, se buscan referencias bibliográficas sobre las cuales basar el trabajo de memoria, ya sean publicaciones y páginas de internet, como también analizar el estado del arte en el tema.

- Estudio de compensadores de reactivos.

Una vez recopiladas las referencias bibliográficas, se procede a evaluar los modelos disponibles y a seleccionar la información relevante para la materia.

- Estudio de conexiones de parque eólicos y su impacto en el SIC.

Con la información de los compensadores se continúa con los estudios de conexiones de los distintos parques eólicos existentes y sus efectos en el sistema.

- Aplicación de Normativa Vigente

Con esta información se procederá a realizar las modificaciones necesarias al sistema modelado para cumplir con lo establecido en las normas y no producir impactos negativos con la conexión de una nueva fuente de generación.

- Simulaciones.

Una vez realizado el modelo, se procederá a realizar simulaciones que permitan obtener estimaciones de los distintos modelos estudiados y sus efectos directos sobre los distintos sistemas en los cuales se conectarán los medios de generación, en este caso un parque eólico en un alimentador de distribución.

- Discusión de resultados.

Se mostrarán y discutirán los datos obtenidos con el modelo, a la vez que se discutirá la validez del modelo desarrollado.

- Análisis y conclusiones.

Finalmente, estos datos se analizarán, llegando a una conclusión categórica acerca de la validez del modelo desarrollado, y como se puede mejorar, proponiendo nuevas actividades a desarrollar en torno a este.

CAPITULO 2 ENERGÍA EÓLICA Y COMPENSADORES DE REACTIVOS

La energía eólica depende de la velocidad del viento, la cual es altamente variable tanto temporal como geográficamente. Por esta razón es difícil predecir con exactitud la factibilidad económica de los proyectos eólicos.

Sin embargo, con la ayuda de la meteorología y el uso de mapas eólicos se pueden conocer los lugares donde el viento presenta condiciones más favorables para la instalación de parques eólicos. Además de poder predecir de manera diaria el comportamiento del viento y de esta forma coordinar el despacho de la potencia eléctrica generada.

En la Ilustración 1 se muestra el mapa eólico de la zona central del país. En este se logran ver las velocidades promedio que logran alcanzarse.

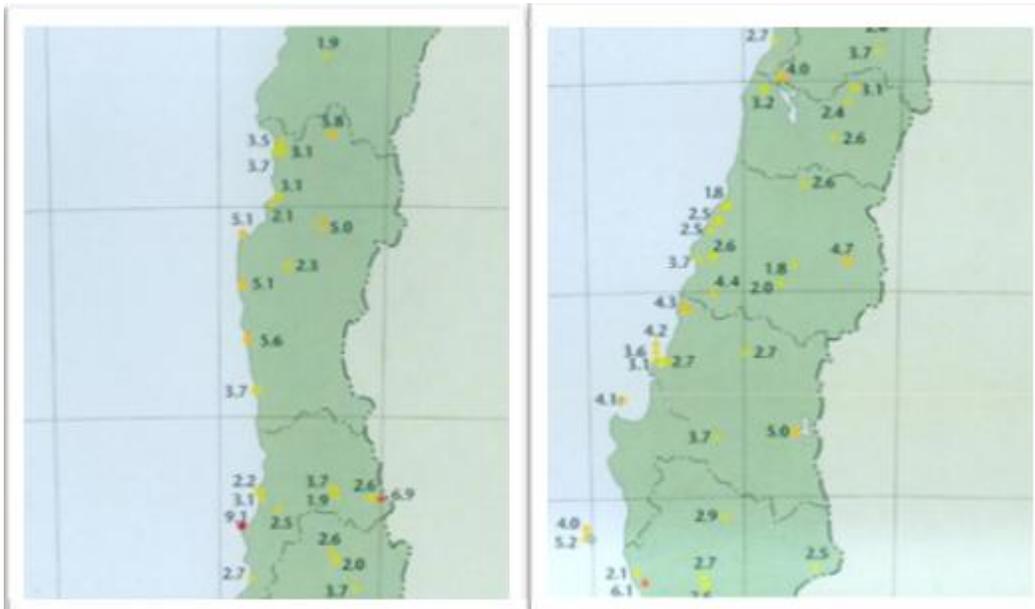


Ilustración 1: Mapa eólico zona central del país.

2.1 Potencia Extraíble del Viento

A continuación se explicará de manera breve la teoría detrás de la extracción de energía eléctrica a través del viento.

2.1.1 El Viento y su Potencia

El viento es una masa de aire que se traslada de una zona a otra, producto de gradientes térmicos. Toda masa de aire m que se mueve a velocidad v , tendrá una energía cinética, dada por:

$$E = \frac{1}{2}mv^2$$

La potencia que se extrae de este bloque de aire, depende de la masa de este y de la velocidad con que se desplaza en ese instante. La potencia del viento es la derivada de la energía, la cual depende de la variación de la masa de un instante a otro:

$$P_{viento} = \frac{dE}{dt} = \frac{1}{2} \left(\frac{dm}{dt} \right) v^2$$

La diferencia de masa $\frac{dm}{dt}$ del bloque de aire en un instante está determinada por su densidad ρ , su área A , y su velocidad instantánea $\frac{dx}{dt}$, lo cual se muestra a continuación:

$$\frac{dm}{dt} = \rho A \frac{dx}{dt} = \rho Av$$

De lo anterior, se concluye que la potencia del viento es función de la densidad del aire, el área del bloque de aire, y la velocidad del viento al cubo:

$$P_{viento} = \frac{1}{2} \rho Av^3$$

Por lo tanto, entre mayor sea el área de la masa interceptada por la turbina, mayor será la potencia extraíble por esta. Razón que explica las grandes dimensiones de los aerogeneradores. Un ejemplo de aerogeneradores instalados se aprecia en la Ilustración 2.



Ilustración 2: Aerogeneradores de gran tamaño.

2.1.2 Extracción de la Energía del Viento

La conversión de la energía cinética del viento a energía mecánica rotatoria del eje, consiste en reducir la velocidad de la masa de aire interceptada por la turbina. Esto se ejemplifica en la Ilustración 3:

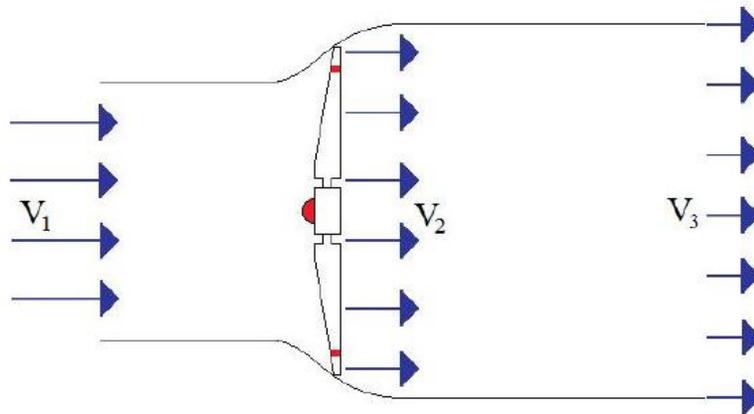


Ilustración 3: Las distintas velocidades del viento durante la operación de una turbina.

De la cual se tiene que:

$$E_{extraible} = \frac{1}{2}m(v_1^2 - v_3^2)$$

Con lo cual se obtiene que la Potencia extraíble es la siguiente:

$$P_{extraible} = \frac{1}{2}\dot{m}(v_1^2 - v_3^2) \quad \text{con } \dot{m} = \frac{dm}{dt}$$

Sin embargo, aun en el caso ideal, no es posible extraer el 100 % de la potencia del viento. Esto se debe a que en el caso extremo en que $v_3 = 0$ se provocaría una congestión en el flujo de aire, teniendo como consecuencia que $\dot{m} = 0$, lo cual se traduciría en una detención total del bloque de aire, y consecuentemente en cero potencia extraída. En la Ilustración 4 se muestran representados los vientos v_1 y v_3 .

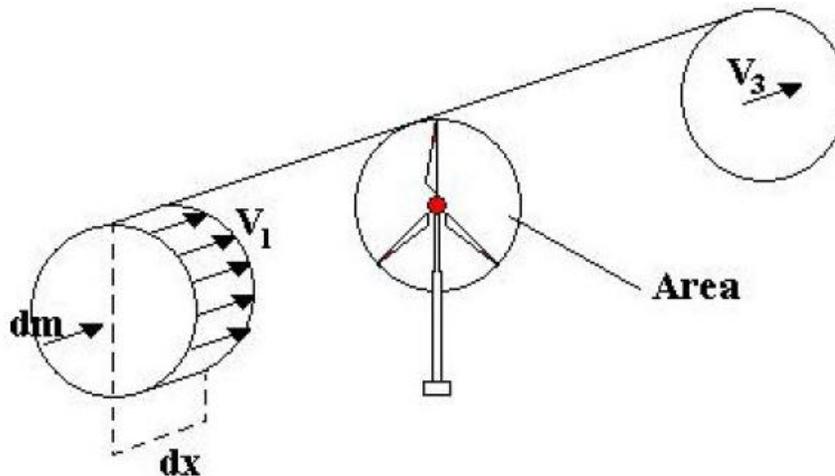


Ilustración 4: Flujo de aire a través de una turbina eólica.

Por lo tanto, la potencia extraída se podrá conocer si se conoce la diferencia de masa del aire incidente en el rotor de la turbina, el cual depende de la velocidad del viento en ese punto, v_2 .

$$\frac{dm}{dt} = \rho A v_2$$

Lo anterior, permite divisar que debe existir una velocidad v_2 óptima en el eje tal que se pueda maximizar la extracción de potencia del viento incidente. Según Betz (1926) y Schmitz (1956) la velocidad v_2 se puede expresar en función de la velocidad incidente v_1 y la velocidad posterior a la extracción v_3 .

Según la teoría de Betz, esta velocidad v_2 corresponde al promedio entre v_1 y v_3 .

De tal manera que la potencia extraída se puede expresar como.

$$P_{extraible} = \frac{1}{2} \rho A \left(\frac{v_1 + v_3}{2} \right) (v_1^2 - v_3^2) = \frac{1}{2} \rho A v_1^3 C_{p,Betz}(v_1, v_3)$$

$$C_{p,Betz}(v_1, v_3) = \frac{1}{2} \left[\left(1 + \frac{v_3}{v_1} \right) \left(1 - \frac{v_3^2}{v_1^2} \right) \right]$$

De la expresión anterior se puede determinar que la máxima potencia extraída se obtiene para una razón $v_3/v_1 = 1/3$. Con ello se obtiene un valor del coeficiente de poder $C_{p,Betz}$ igual a 59 %, lo que significa que sólo se puede extraer el 59 % de la potencia del viento por una turbina ideal sin pérdidas.

El coeficiente de poder depende del diseño aerodinámico de las aspas de la turbina, el cual afecta las fuerzas de empuje o arrastre que propician la rotación del eje mecánico del aerogenerador. En la actualidad se pueden encontrar turbinas modernas que han presentado factores de poder $C_{p,Betz}$ cercanos a 0,5. De esta manera, la eficiencia de las turbinas incrementa y se reducen los costos de construcción.

2.2 Modelos de Parques Eólicos

Para la implementación y estudio de técnicas de control de reactivos en sistemas con alta penetración de energía eólica es necesario primero conocer las distintas alternativas existentes en cuanto a tecnología de generadores eólicos, luego elegir la opción tecnológica más viable en una posible integración masiva en el sistema (en este caso en particular el SIC), una vez decidido esto se procede al modelamiento matemático de los generadores que permitirá la implementación computacional necesaria para evaluar los distintos casos de estudio que se plantean en esta memoria.

2.2.1 Generador Asíncrono tipo “Jaula de Ardilla”

- Acoplados directamente a la red (velocidad fija)

Corresponde simplemente a unidades que son conectadas directamente a la red, la velocidad de operación de estos generadores queda determinada por la frecuencia del sistema y por la configuración de la “caja amplificadora” la cual acopla las aspas de la turbina eólica con el eje del generador (Ilustración 5). Al utilizar rotores del tipo jaula de ardilla consumen constantemente un alto nivel de reactivos necesarios para la magnetización del rotor. La principal desventaja de estos generadores es que son sensibles a las oscilaciones y perturbaciones mecánicas producto de los cambios de viento, afectando directamente al flujo de energía transmitida hacia al sistema.

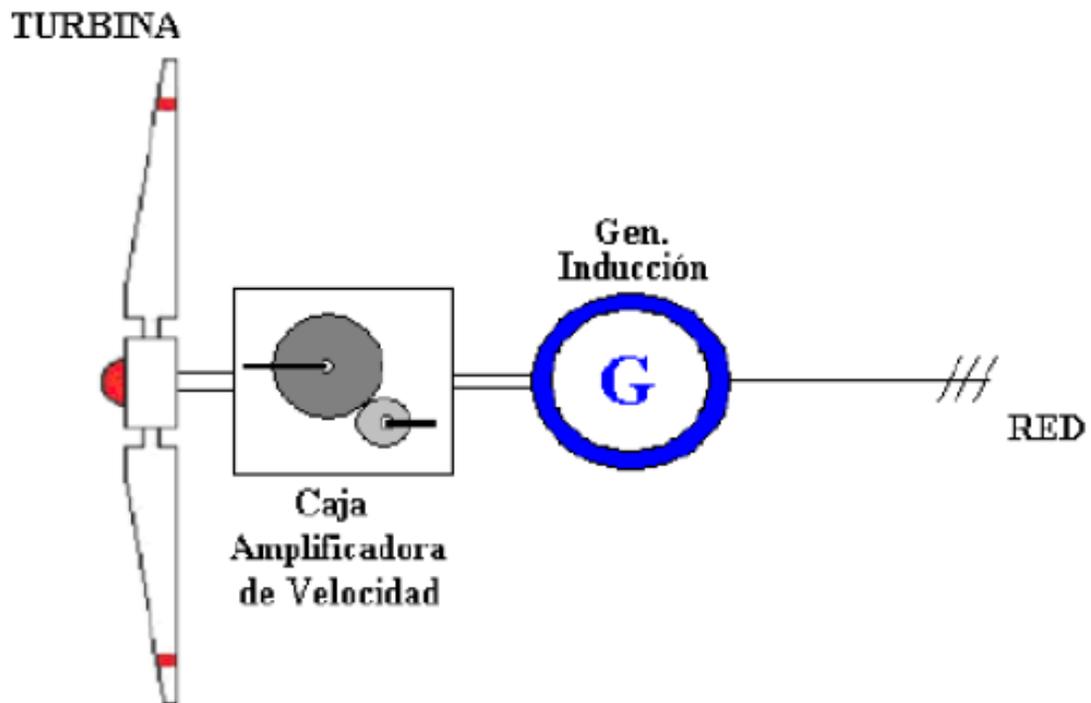


Ilustración 5: Generador de velocidad fija.

- Acoplados mediante conversores AC-DC

En este tipo de configuración se emplean esquemas de conversores que permiten en una primera etapa transformar el sistema de corriente alterna a uno de corriente continua. Luego a través de un inversor se pasa a una segunda etapa en donde se vuelve a un sistema de corriente alterna el cual se acopla a la red (Ilustración 6). Esta modalidad presenta una gran flexibilidad, ya que transfiere pocas perturbaciones al sistema y permite ajustar la velocidad de giro de las aspas al configurar los inversores, lo cual da un mejor aprovechamiento del viento en lugares donde este es muy inestable; la principal desventaja de esta configuración es que requiere inversores de alta potencia (del orden de la capacidad de los generadores) los cuales aumentan considerablemente el costo de este tipo de generadores.

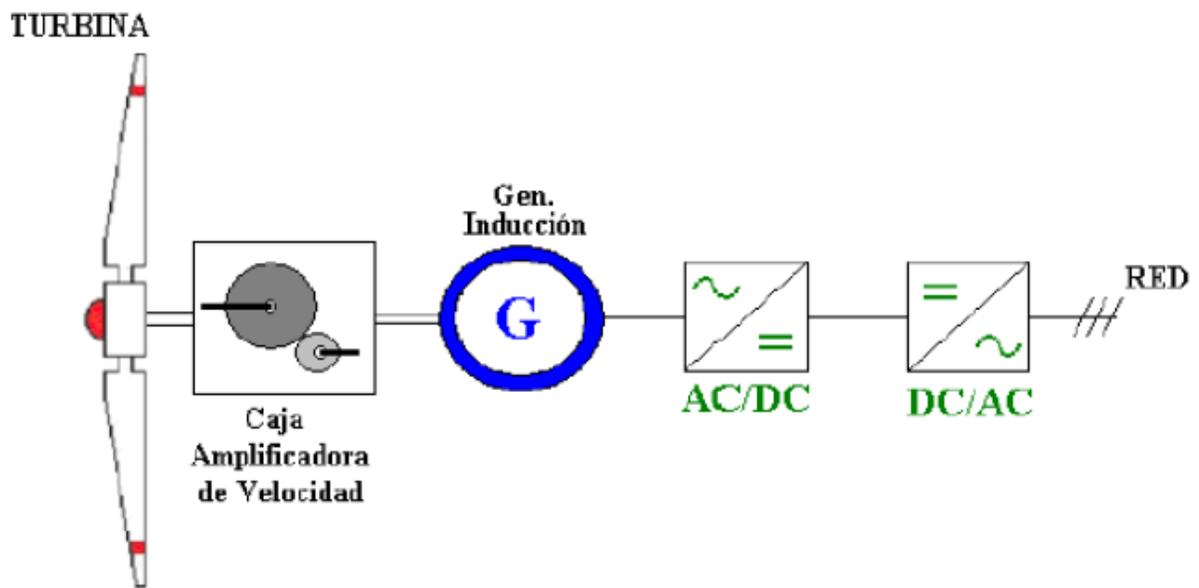


Ilustración 6: Generador de velocidad variable.

2.2.2 Generadores Asíncronos con Rotor Bobinado

- Acoplados con deslizamiento dinámico

En esta configuración (Ilustración 7) se controla mediante dispositivos de electrónica de potencia variando el valor de las resistencias de los enrollados de rotor lo cual permite un control sobre la velocidad, ya que se aumenta o disminuye la corriente rotórica; este control sobre la velocidad permite un mejor aprovechamiento de la energía proveniente del viento, ya que se modifica el deslizamiento de la máquina de acuerdo a las condiciones de viento existentes en el medio.

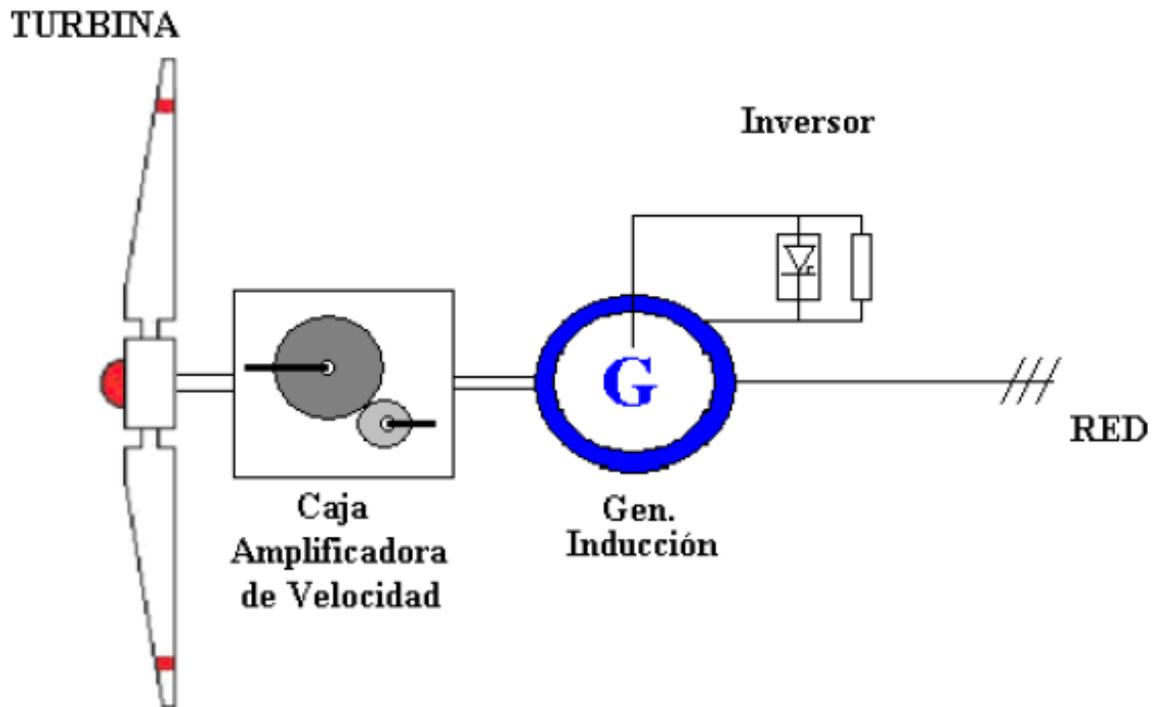


Ilustración 7: Generador con deslizamiento dinámico.

- Doblemente alimentado (DFIG)

Este tipo de configuración utiliza una máquina de inducción con rotor bobinado el cual es acoplado a la red mediante bloques AC-DC (Ilustración 8), mientras que el estator es conectado directamente a la red. Este esquema tiene la ventaja de que permite inyectar o extraer energía del rotor controlando así el nivel de reactivos y la velocidad de giro del generador, además los reactivos necesarios para la magnetización son aportados por el estator y por el rotor. Este sistema es el que presenta mejor control de la velocidad de la máquina frente a variaciones del viento, disminuyendo así las perturbaciones que se inyectan al sistema; sin embargo la electrónica de potencia necesaria para este tipo de control incrementa considerablemente el valor del generador.

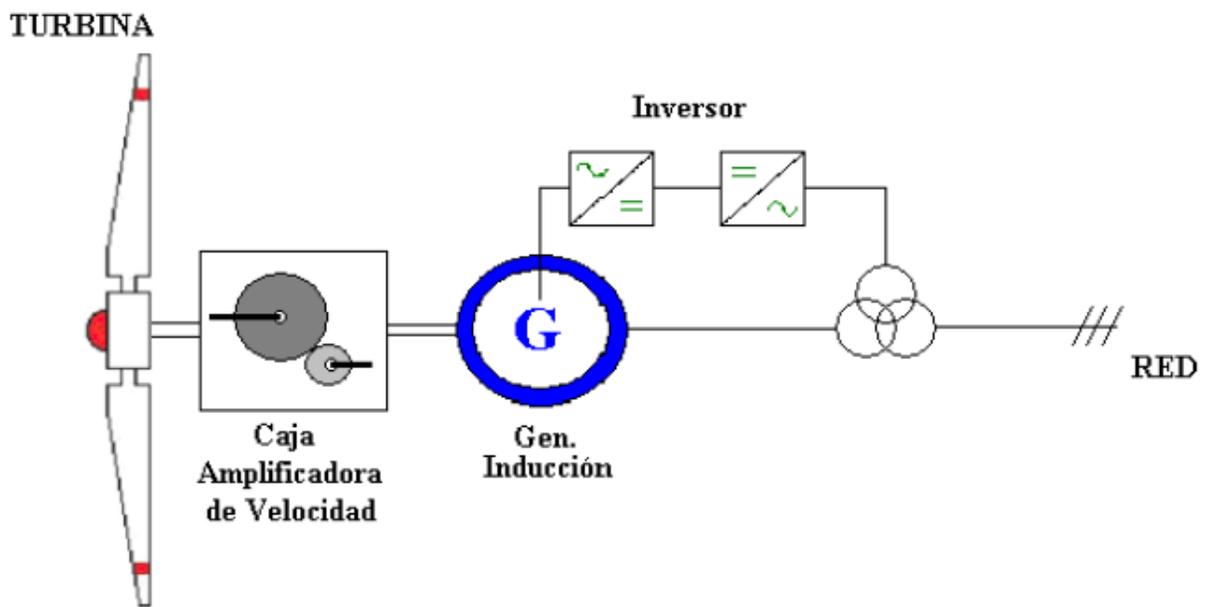


Ilustración 8: Generador doblemente alimentado.

2.2.3 Generadores Sincrónicos

- Generador sincrónico de velocidad variable

Se acopla una máquina sincrónica a la red mediante convertidores AC-DC, en una primera etapa se pasa de un sistema de corriente alterna a uno de corriente continua mediante un rectificador y en una segunda etapa mediante un inversor se vuelve a un sistema de corriente alterna (Ilustración 9). Esto permite que para cualquiera que sea la velocidad del viento, la energía inyectada a la red cumpla con los requisitos de frecuencia disminuyendo así las perturbaciones ingresadas al sistema. Sin embargo, el uso de convertidores AC-DC aumenta la contaminación armónica que se inyecta a la red, lo cual en una granja compuesta de varias unidades de este tipo significaría un posible daño a la integridad del sistema.

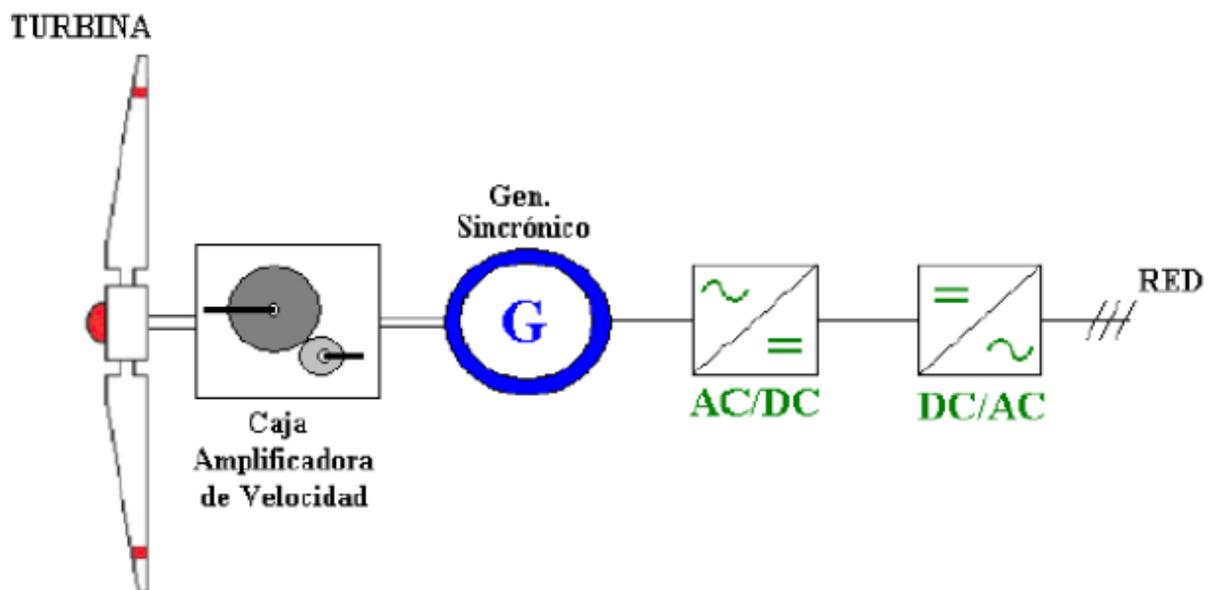


Ilustración 9: Generador sincrónico de velocidad variable.

2.3 Planificación Eólica Futura

Los desarrollos de ERNC en el país han logrado un gran crecimiento en los últimos años, en especial la energía eólica, por ellos de acuerdo a los estudios realizados sobre la proyección de la capacidad instalada en el SIC se prevé una potencia de generación alta. Esto se puede observar en la Tabla 1:

Recursos ERNC	Potencia Bruta-MW
Hidráulica	20.392
Geotérmica	16.000
Eólica	40.000
Biomasa	13.675
Solar	40.000-100.000
Fotovoltaica (FV)	1.000
Total, MW	191.067
SIC(2025), MW	22.736
%SIC	840%

Tabla 1 - Potenciales Brutos. Estimación 2015

Cabe mencionar que estas tecnologías están sujetas a las viabilidades técnico-económicas, los cuales se aprecian claramente en los costos de inversión en las nuevas tecnologías y el periodo de recuperación del capital y las características de las diversas tecnologías existentes. En la Tabla 2 se muestra el potencial instalable de ERNC de acuerdo a las factibilidades técnico-económicas, en distintos escenarios del precio de la energía.

Recurso ERNC	Factor planta	Potencia instalada 2007[MW]	Potencial bruto [MW]	Potencial técnicamente factible 2025[MW]	Potencial económicamente factible 2025 (Escenario1) [MW]	Potencial económicamente factible 2025 (Escenario2) [MW]	Potencial económicamente factible 2025 (Escenario3) [MW]
Hidráulica	0,6	117	20.392	3.003	1.421	1.653	1.850
Geotérmica	0,8	0	16.000	1.500	810	940	1.400
Eólica	0,3	18	40.000	1.500	330	998	1.200
Biomasa	0,8	191	13.675	3.249	461	501	903
Solar	0,2	0	100.000	1.051	210	210	250
Fotovoltaica	0,15	0	1000	500	100	100	150
Total	-	326	191.067	10.803	3.332	4.402	5.753
SIC(2025)	-	8.608	22.736	22.736	22.736	22.736	22.736
%SIC	-	3,80%	840%	47,50%	14,70%	19%	25,30%

Tabla 2 - Potencial Instalable SIC [MW] 2008-2025

El escenario 1, el más conservador, tiene una estimación de US\$75/MWh con un incremento de 1% anual; el escenario 2 presenta una estimación de US\$102/MWh con un 1% de incremento anual; por último el escenario 3 también tiene una estimación de 102US\$/MWh, pero con una tasa de incremento de 3,5% anual. Por lo tanto desde el punto de vista de la energía eólica existe un potencial factible que varía entre 300-1200[MW], llegándose para el caso más optimista (el de mayor precio y tasa de crecimiento) a una penetración del 25,3%.

2.4 Compensación de Reactivos

A continuación se describen los distintos modelos de compensar reactivos en los sistemas de potencia.

2.4.1 Compensación Paralela

Es una práctica común en los sistemas de aerogeneradores y es usado para incrementar el factor de potencia de cada turbina. Muchos de los aerogeneradores emplean más de un valor del capacitor en los terminales para compensar la energía reactiva a diferentes velocidades del viento.

La ventaja de un factor de potencia mejorado es la reducción de la carga total de corriente, la cual, disminuye las pérdidas en la transmisión y mejora la regulación de voltaje.

Para mantener constante el voltaje en los terminales, es necesario ajustar la cantidad de potencia reactiva generada a la fluctuación de la potencia de salida y para así compensar el número diferente de turbinas en línea.

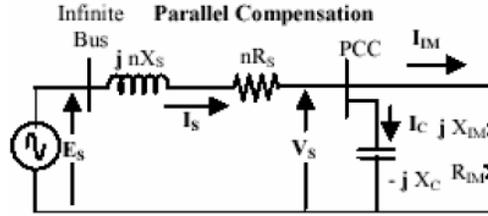


Ilustración 10: Por turbina, circuito equivalente monofásico de una maquina de inducción (simplificado) en un parque eólico de n turbinas.

Basado en el diagrama del circuito equivalente en la Ilustración 10, las ecuaciones de voltaje y corriente pueden ser escritas como:

$$E_S = V_S + n((R_S + jX_S)I_S)$$

$$I_S = I_{IM} + I_C$$

Varios tamaños de condensadores pueden ser usados, donde la potencia reactiva puede ser ajustada continuamente a un deslizamiento o nivel de energía diferente. Idealmente, un condensador de tamaño pequeño puede ser usado durante velocidades de viento bajas aumentando el voltaje a un nivel apropiado, y un condensador de gran tamaño puede ser usado en regiones de velocidad de viento alta aumentando el voltaje y el torque electromagnético por encima del peak de torque aerodinámico.

2.4.2 Compensación Serie

Para la compensación serie, como su nombre lo indica, el condensador es instalado en serie con la línea de transmisión. El tamaño del condensador es elegido para compensar la impedancia de la línea, es decir, para reducir el efecto de la reactancia en la impedancia de la línea.

Los condensadores series son a menudo usados para mejorar la capacidad de transferencia de potencia de una línea de transmisión. Condensadores series variables son usualmente implementados mediante el control serie de tiristores (TCSC del inglés Thyristor Control Series Compensation).

La Ilustración 11 muestra el circuito equivalente por fase de cada turbina de un sistema de compensación serie.

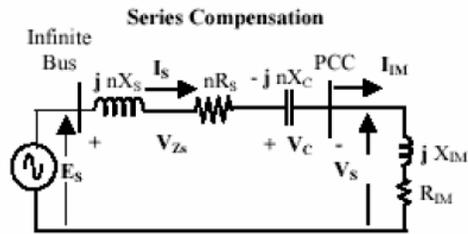


Ilustración 11: Compensación serie en una maquina de inducción (simplificada) en un parque eólico de n turbinas.

Las ecuaciones correspondientes al circuito mostrado en la Ilustración 11 son:

$$E_S = V_S + V_{Z_S} + V_C$$

$$V_{Z_S} + V_C = n((R_S + jX_S)I_S - jnX_C I_S)$$

En la compensación con condensadores, un pequeño tamaño en un condensador de CA significa una alta reactancia.

Aunque la compensación mejora las condiciones del voltaje y el perfil del torque del generador, se produce un aumento en la corriente en el estator en comparación a un sistema sin compensación para la misma situación. La compensación paralela mejora el factor de potencia efectivo de un parque de generación eólica vista desde el punto de conexión, lo que reduce la corriente de línea de transmisión y las pérdidas correspondientes. La compensación serie reduce la caída de tensión en la línea de transmisión, lo que mejora el torque electromagnético del generador de inducción.

El factor de potencia efectivo de los parques eólicos no es afectado por la compensación serie. En la compensación paralela, los niveles de compensación decrecen si el voltaje en el condensador disminuye. Por otro lado, en la compensación serie los niveles de compensación aumentan con el incremento de la corriente de línea.

2.4.3 Combinación Paralela y Serie

Se puede tomar ventaja de ambas compensaciones para sistemas de corriente alterna. En paralelo, el condensador es usado para compensar el generador de inducción, y en serie para compensar la impedancia de la línea. En la Ilustración 12 se muestra un circuito equivalente de una turbina conectada a una red infinita.

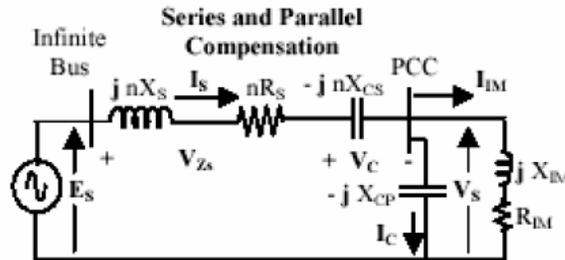


Ilustración 12: Compensación serie y paralela en una maquina de inducción (simplificada).

Las ecuaciones correspondientes son:

$$E_S = V_S + V_{Zs} + V_C$$

$$V_{Zs} + V_C = n((R_S + jX_S)I_S - jnX_C I_S)$$

$$I_S = I_{IM} + I_C$$

2.4.4 Compensación Dinámica

De variados métodos de compensación reactiva, destacando los sistemas Compensación estática de Reactivos (CER o en ingles SVC) y los sistemas de compensación sincrónica estática (en inglés STATCOM). Ambos métodos han tenido un gran crecimiento en sus tecnologías gracias a los avances en la electrónica de potencia, permitiendo un mayor control de las variables relevantes del sistema.

Están basados en Reactores Controlados por Tiristores y Condensador con Switches Tiristorizados, o en un Convertidor de Fuente de Voltaje.

Un Reactor controlado por Tiristores (sigla en inglés TCR) corresponde a un arreglo de condensadores (o banco de condensadores) de valor fijo, en paralelo con reactores controlados por tiristores dispuestos a modo de switch. El TCR provee un rango controlable continuo sólo en el rango inductivo de la potencia reactiva. Al conectar en paralelo el banco de condensadores fijos es posible extender este rango dinámico al lado capacitivo.

Un Condensador con Switches Tiristorizados (sigla en inglés TSC) se compone generalmente de n ramas TSC y una que consta de un TCR, cuya capacidad corresponde a $1/n$ del total de capacidad de las ramas compensadoras capacitivas, de esta forma se tiene un rango discreto de condensadores en servicio, pero gracias al TCR es posible hacer que el rango de variación sea continuo en todo el espectro.

2.5 Equipos de Compensación de Reactivos

Las turbinas eólicas con generadores de inducción conectados directamente a la red (máquina de velocidad fija) consumen potencia reactiva en función de la potencia activa que generan, este consumo es generalmente compensado por condensadores por “pasos”, es decir bancos de condensadores controlados que se conectan en función de la energía reactiva absorbida por los aerogeneradores y del voltaje de la barra de conexión. Existen máquinas con la capacidad de controlar la potencia reactiva con la que operan, mediante convertidores de electrónica de potencia, sin embargo su capacidad de control se ve restringida por el tamaño de estos convertidores.

A continuación se verán los distintos equipos para la compensación de reactivos.

2.5.1 *Switched Shunt Capacitor*

Tradicionalmente la forma más fácil y económica de gestionar los requisitos de potencia reactiva requeridos por los parques eólicos basados en generadores de inducción, es instalando banco de condensadores en sus terminales. Como los niveles de tensión fluctúan, los bancos de condensadores se conectan o desconectan para inyectar o remover reactivos del sistema.

2.5.2 Inversor Híbrido Basado en Compensadores.

Estos sistemas de compensación proporcionan un medio económico para satisfacer los requerimientos de potencia reactiva para el parque eólico en los casos donde se requiere una cierta potencia reactiva dinámica para la tensión, potencia reactiva, o control de factor de potencia, o en casos donde se requiere potencia reactiva dinámica para satisfacer las necesidades de los cortes de baja tensión (sigla en inglés LVRT: low voltage ride-through). Estos sistemas suelen consistir en un inversor basado en un compensador dinámico y en bancos de condensadores con interruptor múltiple. Este sistema es continuo y con una capacidad de salida en corto plazo tanto capacitivo como inductivo, proporcionando potencia reactiva en adelanto y atraso. La capacidad a corto plazo de estos dispositivos varía desde 2,5 hasta 3,3 pu de la potencia reactiva continua durante 2 a 3 segundos. Véase la Ilustración 13. La capacidad a corto plazo del compensador dinámico se puede utilizar para proporcionar apoyo LVRT para el parque eólico.

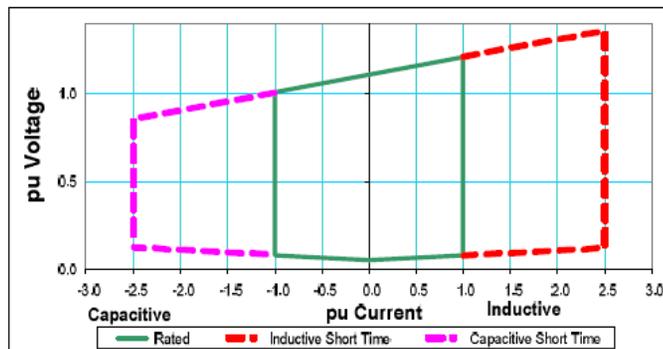


Ilustración 13: Operación característica de un inversor basado en compensadores.

2.5.3 Compensador Estático de Reactivos (CER)

Es un equipo de electrónica de potencia avanzado que es capaz de generar y absorber potencia reactiva variable constantemente a diferencia de los valores discretos de los *switched shunt capacitor*. Consisten principalmente en un *thyristor switched capacitor* y un *thyristor switched reactor*. Ver Ilustración 14. Con un suministro variable de potencia reactiva, el voltaje del CER puede ser mantenido sin problemas durante un gran rango de transferencia de potencia activa o condiciones de carga del sistema.

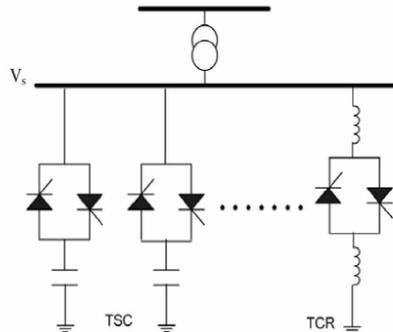


Ilustración 14: Típico compensador estático de reactivos.

2.5.4 Compensador Sincrónico Estático (STATCOM)

Hay una serie de configuraciones de STATCOM. Sin embargo, su composición es básicamente la misma. Un STATCOM se compone de inversores con un condensador o una fuente de CC en el lado CC, un transformador de acoplamiento, y un sistema de control, (Ilustración 15-a). Un STATCOM es una fuente de potencia reactiva controlada. Proporciona la generación y absorción de potencia reactiva deseada en su totalidad por medio del procesamiento electrónico de la forma de ondas del voltaje y la corriente en un convertidor de fuente de voltaje (VSC).

Un circuito de una sola línea STATCOM se muestra en la Ilustración 15-b, donde un VSC está conectado a un bus de servicios públicos mediante el campo magnético.

Un STATCOM es visto como una fuente de voltaje ajustable detrás de una reactancia, lo que significa que los bancos de condensadores y reactancias *shunt* no son necesarios para la generación y la absorción de potencia reactiva, dando así al STATCOM un diseño compacto.

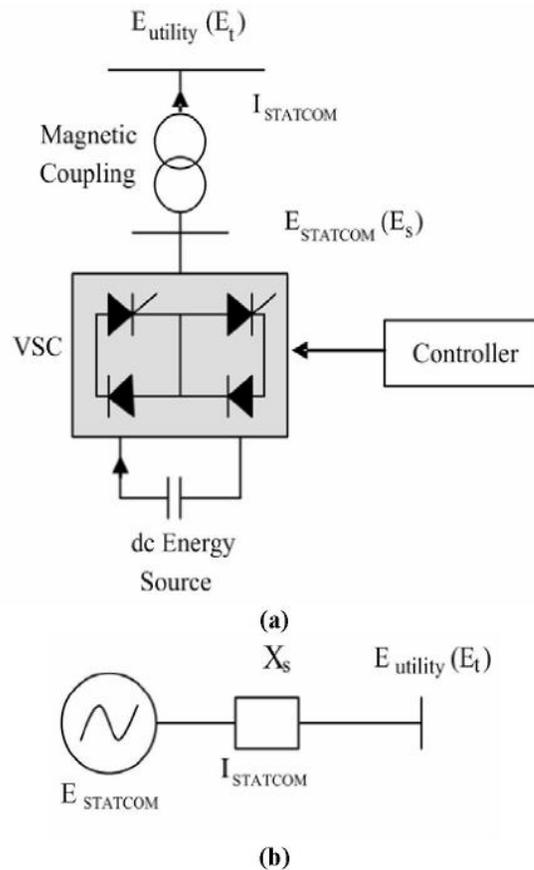


Ilustración 15: (a) Típico STATCOM, (b) Diagrama simple de línea.

El intercambio de potencia reactiva entre el convertidor y el sistema de corriente alterna puede ser controlado mediante la variación de la amplitud de la tensión de salida de las 3 fases (E_s) del convertidor. Cuando la amplitud de la tensión del STATCOM sobre pasa la tensión del servicio (E_t), la corriente fluye a través de la reactancia desde el convertidor al sistema de corriente alterna (AC) con lo que se genera potencia reactiva en dirección al sistema CA. Si la amplitud de salida se reduce por debajo de la tensión del bus de servicio, la corriente fluye desde el sistema CA al convertidor, con lo que este absorbe la potencia reactiva inductiva que viene desde el sistema CA. El intercambio real de potencia entre el STATCOM y el sistema CA puede ser controlado ajustando el cambio de fase entre el voltaje de salida y el voltaje del sistema.

CAPITULO 3 DESCRIPCIÓN DEL MODELO

En el marco de la normativa vigente, todo Pequeño Medio de Generación (PMG) que desee conectarse a un sistema de distribución, individualizándose por tanto como Pequeño Medio de Generación Distribuido (PMGD), debe cumplir con requerimientos técnicos asociados a la estabilidad y a los impactos de dicha conexión en el sistema de distribución. Dichos requerimientos se encuentran identificados en un documento tipo, que la empresa distribuidora ha preparado para quienes están interesados en realizar una conexión. En dicho documento se indica la necesidad de elaborar los siguientes estudios; los cuales respaldan técnicamente la factibilidad de conexión.

- Cálculo de Flujo de Potencia.
- Cálculo de Niveles de Cortocircuito
- Estudio de Coordinación de Protecciones.
- Verificación de la capacidad de ruptura de los equipos
- Estudio de operación de bancos reguladores
- Inyección de Reactivos
- Estudio de Estabilidad Transitoria.

Estos estudios pueden ser agrupados en cuatro estudios principales:

A. Estudio de Impacto y Pérdidas

- ✓ Cálculo de Flujo de Potencia
- ✓ Estudio de operación de bancos reguladores
- ✓ Inyección de Reactivos
- ✓ Cálculo de Pérdidas de potencia y energía

B. Estudio de Cortocircuito

- ✓ Cálculo de la corriente de cortocircuito
- ✓ Verificación de la capacidad de ruptura de los equipos existentes de la red de distribución

C. Estudio de Coordinación de Protecciones

D. Estudio de Estabilidad Transitoria

En esta memoria se abordará el Estudio Estático y de Impacto Sistémico, mientras que los estudios de cortocircuito, estudio de coordinación de protecciones y

estudio de estabilidad transitoria serán propuestos para ser realizados como trabajo futuro.

3.1 Equipo asociado al alimentador

De acuerdo a la información entregada por parte de la distribuidora asociada al estudio de conexión, se consideran los siguientes equipos:

3.1.1 Condensadores

Se consideran 2 bancos de condensadores de 600 kVAr c/u conectados, permitiendo tener un control del nivel de tensión dentro del rango estipulado en las normas vigentes.

Entre otros equipos adicionales nombrados al momento de entregar la información: se encuentran 4 reconectores y 2 desconectores bajo carga, estos equipos no serán considerados en los análisis de esta memoria.

3.1.2 Conductores del Alimentador

La Información entregada con respecto a los conductores es la que se indica en la Tabla 3:

Conductor	Sección Conductor (mm ²)	Longitud (m)	I nominal (A)
Alambre de Cu duro desnudo N°. 6 AWG.	13,3	50.003,0	106
Cable de Cu duro desnudo N° 2 AWG. 7 hebras	33,6	15.967,0	197
Cable de Cu duro desnudo N° 3 AWG. 7 hebras	26,7	249,0	170
Cable AAAC Nr. 1/0 AWG, Azusa.	53,5	4.333,0	200
Cable AAAC Nr. 4/0 AWG, Alliance	107	24,6	309
Cable Acero Galvanizado; Diámetro 3/8"	71,3	830,0	260
Cable aluminio compactado protegido AAAC, 1/0 AWG tres capas	53,5	849,0	200
Cable aluminio protegida AAAC # 4 AWG	21,1	1.741,0	106
Cable de Aluminio Desnudo; Acero Tipo AAAC - Canton; 394,5 MCM; Sección 199,9 mm ²	199,9	11.885,5	415
Cable de Aluminio protegido # 2 AWG para 23 KV	33,6	125	150
Cable de Cu duro desnudo Nr. 2/0 AWG., 7 hebras.	67,4	433	308

Tabla 3 - Conductores del Alimentador

3.1.3 Demanda del alimentador

Como parte fundamental del estudio a realizar es necesario tener en cuenta las diferentes demandas del alimentador. Solo se consideran la demanda máxima y mínima como casos extremos a estudiar, permitiendo tener una idea clara del comportamiento del alimentador en situaciones distintas a la demanda media.

A continuación se muestran los datos de demanda máxima y mínima considerados.

BLOQUES DE DEMANDA AÑO 2011 [kW]	
Demanda Máxima	3.419
Demanda Mínima	499

Tabla 4 - Bloques de demandas año 2011

3.2 Pequeño Medio de Generación

Según el Decreto Supremo 244 (DS244) todo medio de generación con excedentes de potencia menores o iguales a 9.000 [kW] conectados a una red de distribución o a las líneas de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica en adelante serán Pequeños Medios de Generación Distribuidos "PMGD".

3.2.1 Unilineal Simplificado

A fin de estructurar la instalación eléctrica del PMGD y las características técnicas de los equipos involucrados, a continuación se presenta, mediante un diagrama unilineal en la Ilustración 16 y los datos del PMGD mediante la Tabla 5, de dicha instalación:

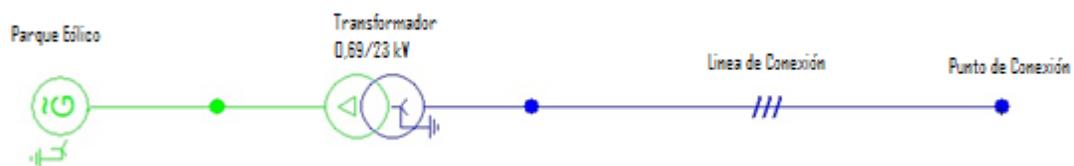


Ilustración 16 - Unilineal del Parque Eólico

3.2.2 Equipos del Parque Eólico

A continuación se nombrarán los distintos equipos considerados en la simulación.

Datos	
Generador Eólico	: 0,69 kV
	: Conexión Estrella, sólida a tierra
	: Potencia Nominal 7,8 [MVA]
	: Frecuencia 50 [Hz]
	: Factor de Potencia 0,90
Transformador (TR)	: Potencia 8 [MVA]
	: Voltaje 0,69/23 [kV]
	: Conexión Ynd1 ¹
	: Impedancia 6 [%]
	: taps 21.850-22.425-23.000- 23.575 - 24.150 [V]
Línea Conexión Parque Eólico	: Conductor AAAC CANTON
	: Distancia 15 [km]
	: Tipo Desnudo

Tabla 5 – Equipos a modelar

3.2.3 Consideraciones generales

A objeto de establecer las bases del modelamiento con el programa DigSilent Power Factory, se establecerán las condiciones generales con las cuales se desarrollará todo el estudio.

Método de Cálculo

- AC, Flujo de Carga, balanceada, Secuencia Positiva

Control de Potencia Reactiva

- Ajuste Automático Taps de Transformadores

Se utilizará las tensiones indicadas por la Distribuidora

- Demanda Máxima 22,8678 [kV] (0,9943) [pu]
- Demanda Mínima 23,0000 [kV] (1,0000) [pu]

¹ Según se expone en la NTCO artículo 3-4, cuando un PMGD realiza solo inyecciones, el devanado Y (estrella) debe quedar en el lado de alta, si bien es cierto que existen consumos, estos corresponden a SS/AA, los cuales serán obtenidos mediante un transformador auxiliar de SS/AA.

CAPITULO 4 ESTUDIOS ESTÁTICOS

4.1 DEFINICIÓN CASO BASE (SIN PARQUE EÓLICO)

4.1.1 Antecedentes preliminares

Como primera etapa, según se señaló en los objetivos específicos (cap. 1.3), se requiere definir el caso base en el sistema de distribución, en el cual se debe modelar el crecimiento de la demanda en función de la tasa de crecimiento de ésta (entregada en el formulario N°2) y luego, a partir de la verificación del cumplimiento de los estándares definidos en la normativa técnica aplicable y en la metodología de cálculo del VAD, determinar el plan de obras para dicho alimentador. Dicho plan de obras puede considerar el reemplazo de algunos tramos de conductor en el alimentador y/o de equipos de protección, de maniobra, de regulación de tensión y/o capacitores. A continuación se indica el desarrollo de dicho análisis, para el cual se ha tomado como referencia la siguiente información:

Tasa de crecimiento de la demanda: La tasa de crecimiento fue entregada por la Distribuidora.

Tasa de crecimiento (en %)							
Alimentador	Demanda 2012	Demanda 2013	Demanda 2014	Demanda 2015	Demanda 2016	Demanda 2017-2021	Demanda 2022-2027
Dem 2011: 3,9 MVA	2,80%	2,3%	2,1%	2,0%	1,9%	1,8%	1,5%

Tabla 6 – Tasa de crecimiento

Información de la demanda: Según la data entregada por la Distribuidora, la potencia activa máxima el año 2011 fue de 3.419 [kW], potencia reactiva 797 [kVAr].

Archivo DigSilent (.dz): Modelación del alimentador, el cual contiene características individuales del alimentador y sus ramas, así como las características de los equipos capacitivos, banco regulador de tensión y características de las cargas. La información entregada por la Distribuidora es considerada como demandas máximas del alimentador.

Modelamiento en DigSilent: El modelamiento del alimentador se realizará con el programa DigSilent Power Factory Versión 14. El modelo de la instalación de distribución, cargado en el software DigSilent, fue entregado por la Distribuidora.

4.1.2 Procedimiento de Modelación Caso Base

La información contenida en el archivo “*.dz”, respecto de los flujos de potencia,

corresponde a la demanda máxima. Por lo tanto, como base para la tasa de crecimiento, se tomó la potencia máxima demandada en la cabecera del alimentador. Se indica además que los datos de Demanda (medición cada 15 minutos y la total del alimentador) correspondían al 2011, según se indicaron en el Formulario N°2 (Artículo 6-1 de la NTCO) entregado por la Distribuidora. Cabe señalar que existe conectado otro PMGD el cual fue considerado en este estudio, pero solo para los casos en que el parque eólico entra en funcionamiento ya que no se sabe si existe algún acuerdo con la distribuidora para regular factor de potencia o tensión en el alimentador por parte del generador.

4.1.3 *Proyección Criterio VAD y Normativa Técnica (plan de obras 15 años)*

Se procedió a evaluar el alimentador en un período de 15 años, teniendo presente realizar la verificación de los siguientes parámetros:

- Niveles de Carga
- Niveles de Reactivos
- Niveles de Tensión
- Reguladores de tensión

En dicha modelación de flujo, para 15 años, se determinó que no es necesario efectuar ninguna inversión extra a lo programado por la distribuidora, los cuales contemplan el traspaso de carga de 2,5 [MVA] desde otro alimentador que se encuentra en el costado norte-este, pero no se encuentran detalles de la distribución de cargas que posee por lo cual solamente se considera en la simulación como una carga equivalente. Además se considera la incorporación de un banco de reguladores de tensión de 3x200 [A] en el alimentador en el año 2013, por lo que para cumplir con lo estipulado en el Decreto Supremo 327 (DS-327) es necesario realizar un plan de obras, el cual se indica de forma resumida en el punto 4.1.4.

En los siguientes puntos se describen los pasos realizados y se justifica la decisión con los resultados de las modelaciones ejecutadas según se ha señalado en los párrafos precedentes.

4.1.3.1 Niveles de Carga

Conociendo la tasa de crecimiento se aplicó el procedimiento descrito en el punto 4.1.3. Los resultados obtenidos se indican en la Tabla 7 en la cual solo se muestran las líneas con mayor crecimiento en el nivel de carga a lo largo de los 15 años de estudios.

Carga de las líneas en %							
Línea	2011	2012	2013	2013	2014	2015	2016
			sin PMGD	con PMGD			
Linea00551	19,754	20,311	54,618	54,524	57,608	58,733	59,805
Linea00552	19,754	20,311	54,618	54,524	57,608	58,733	59,805
Linea00564	19,752	20,309	54,615	54,522	57,605	58,730	59,802
Linea01361	19,754	20,311	54,618	54,524	57,608	58,733	59,805
Linea01365	19,752	20,309	54,615	54,522	57,605	58,730	59,802
Línea	2017	2018	2018	2019	2020	2021	2022
		sin PMGD	con PMGD				
Linea00551	60,822	61,841	61,733	62,861	57,335	64,907	65,762
Linea00552	60,822	61,841	61,733	62,861	57,335	64,907	65,762
Linea00564	60,819	61,838	61,730	62,858	57,332	64,904	65,758
Linea01361	60,822	61,841	61,733	62,861	57,335	64,907	65,762
Linea01365	60,819	61,838	61,730	62,858	57,332	64,904	65,758
Línea	2023	2023	2024	2025	2026	2027	2027
	sin PMGD	con PMGD				sin PMGD	con PMGD
Linea00551	66,617	66,501	67,474	68,332	69,249	70,110	69,986
Linea00552	66,617	66,501	67,474	68,332	69,249	70,110	69,986
Linea00564	66,614	66,498	67,471	68,329	69,246	70,106	69,983
Linea01361	66,617	66,501	67,474	68,332	69,249	70,110	69,986
Linea01365	66,614	66,498	67,471	68,329	69,246	70,106	69,983

Tabla 7 – Nivel de carga máximo obtenidos de las líneas en %

Se logra apreciar que las líneas más saturadas solo llegan a tener un nivel de carga cercano al 70%, por lo que no es necesario realizar ampliaciones o cambios de conductores en el alimentador. Para ver más claramente que no se producen cargas superiores en las líneas, se presenta el valor máximo global de carga alcanzado en cada año en el Gráfico 1.

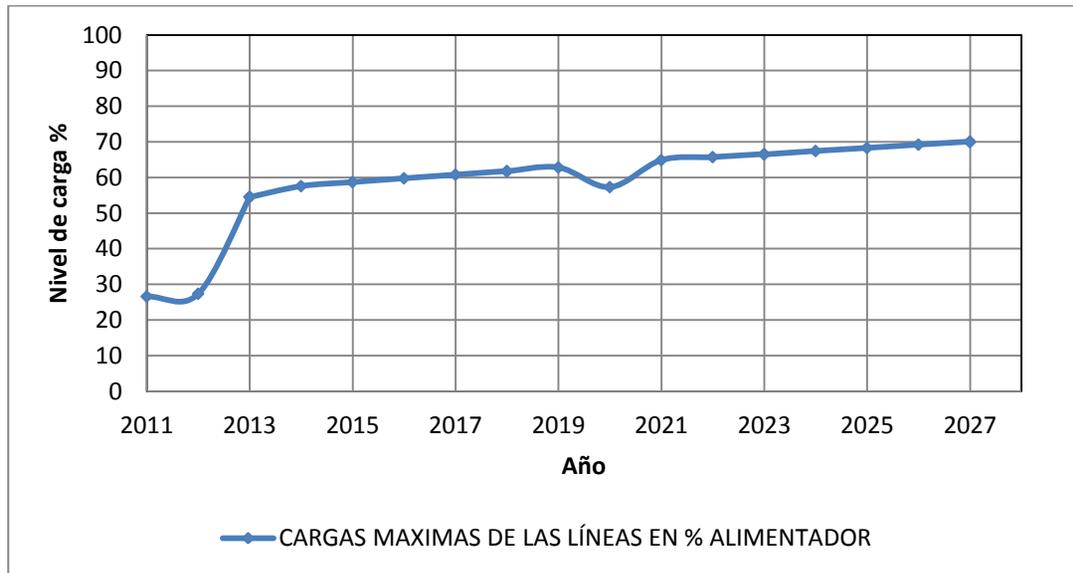


Gráfico 1 – Cargas máximas alcanzadas en cada año

Se observa una pequeña caída en la carga máxima en el año 2020, esto debido al accionar del regulador de tensión instalado, el cual en el momento del análisis produce un cambio de tensión, con lo que disminuye específicamente la carga máxima en ese instante del año.

4.1.3.2 Niveles de Tensión

Para cumplir con lo indicado en el Decreto Supremo 327 (DS-327) Título IX, artículo 25 letra g.2, el cual indica que para alimentadores rurales se acepta una variación de tensión hasta un 8%, se verificaron los niveles de tensión del escenario base. Los resultados de dicho análisis indican que los niveles están dentro de lo permitido² por lo que no es necesario incorporar reguladores de tensión adicionales. Esto se expone en el Gráfico 2.

² Cabe señalar que los niveles de tensión están medidos en las cargas.

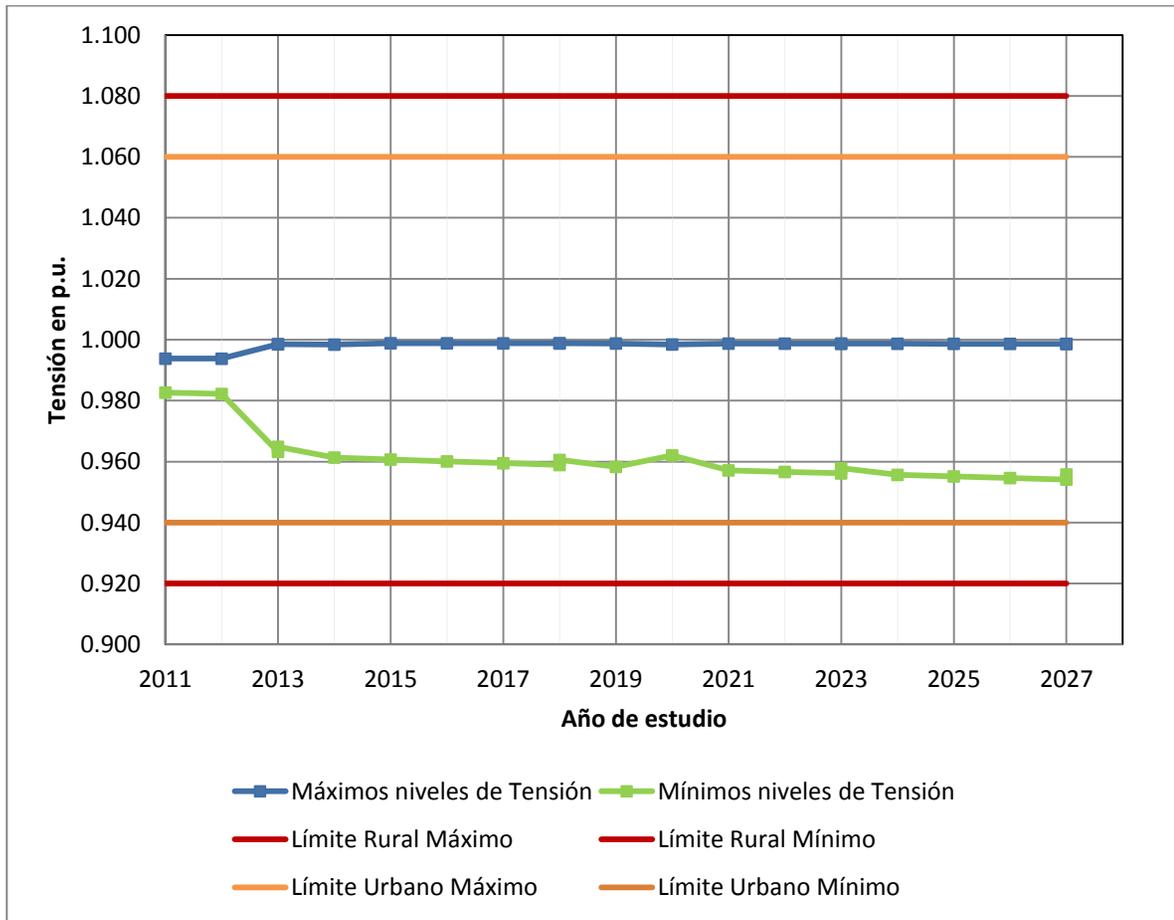


Gráfico 2 – Niveles de tensión máximos y mínimos en el alimentador

Se logra ver con claridad que los niveles de tensión en los años de estudios no tienen cambios más allá de los rangos permitidos por la norma vigente.

4.1.3.3 Nivel de Reactivos

Por otro lado se hicieron simulaciones para la verificación de los reactivos y del factor de potencia en la cabecera del alimentador, considerando los bancos de condensadores que informó la distribuidora en el formulario N°2. Los resultados son los indicados en la Tabla 8.

Valores de Reactivos y Activos (kVAr y kW)			FP
	Q	P	
D.max	796,9	3.419,4	0,974
D.min	81,1	498,9	0,987

Tabla 8 – Factor de potencia en la cabecera del alimentador

4.1.3.4 Reguladores de Tensión

Según el formulario N°2 en el año 2013 se incorpora un regulador de tensión, y se obtienen los siguientes valores mostrados en la Tabla 9.

Año	Tensión Barra00000695	Tensión Barra Lado LV RRVV	Nivel de Carga %	Posición del Tap
2013	0,96	1,00	39,61	5
2013 con PMGD	0,96	1,00	39,55	5
2014	0,96	1,00	42,26	5
2015	0,96	1,00	43,09	5
2016	0,96	1,00	43,88	5
2017	0,96	1,00	44,63	5
2018	0,96	1,00	45,39	5
2018 con PMGD	0,96	1,00	45,31	5
2019	0,96	1,00	46,14	6
2020	0,96	1,00	40,50	5
2021	0,95	1,00	47,66	6
2022	0,95	1,00	48,29	6
2023	0,95	1,00	48,93	6
2023 con PMGD	0,95	1,00	48,84	6
2024	0,95	1,00	49,56	6
2025	0,95	1,00	50,20	6
2026	0,95	1,00	50,88	6
2027	0,95	1,00	51,52	6
2027 con PMGD	0,95	1,00	51,43	6

Tabla 9 – Niveles de tensión y carga en el RRVV

4.1.4 Plan de Obras Propuesto

En base a los análisis realizados, los cuales fueron explicados en los acápite precedentes (4.1.1, 4.1.2, 4.1.3), no es necesario realizar obras adicionales a las propuestas por la distribuidora, por eso el plan de obras a realizarse es el mostrado en la Tabla 10.

Los resultados obtenidos en este capítulo, no representan la operación final del PMGD, puesto que es necesario realizar un análisis más profundo. Este análisis se realizará en el siguiente capítulo de “Estudio de Impactos”.

AÑO	Nombre	DETALLE DE INSTALACIÓN O MODIFICACIÓN A REALIZAR	
		Existente	Proyectado
2013	RRVV	No existe	Banco de Regulador de Tensión, 3x200[A], nodo - 598073 – 5285370
	DBC-1	No existe	Desconectador Bajo Carga, nodo - 598336 - 5288238
	DBC-2	No existe	Desconectador Bajo Carga, nodo - 599910 - 5295313
	Traspaso de Carga	No existe	Traspaso de Carga de 2.5 [MVA] desde S/E Castro a S/E Chonchi

Tabla 10 – Plan de obras entregado por la distribuidora

CAPITULO 5 ESTUDIOS DE IMPACTO

5.1 CONSIDERACIONES GENERALES

En base a lo señalado por la Distribuidora, se debe realizar un estudio del impacto que producirá el Parque eólico al momento de conectarse a la red, en este caso al alimentador de distribución. Dentro de lo indicado anteriormente, se deben verificar los siguientes aspectos:

- Niveles de Carga en líneas y equipos.
- Niveles de tensión en diferentes puntos del alimentador, principalmente en el punto de repercusión.
- Necesidad de compensación reactiva
- Cálculo del factor de potencia
- Reguladores de Tensión

5.1.1 Bloques de Potencia para Análisis de Impacto

Para el análisis de impacto es necesario determinar cómo afecta, en el primer año de conexión del Caso Base (2012), la inyección del Parque Eólico. Para realizar la modelación, la distribuidora entregó los datos del 2011, obteniendo los valores extremos y el crecimiento pronosticado por la distribuidora, se llegó a los siguientes valores los cuales se indican en la Tabla 11.

BLOQUES DE DEMANDA AÑO 2012[kW]	
Demanda Máxima	3.516
Demanda Mínima	513

Tabla 11 – Bloques de demanda Año 2012

Además, a diferencia del análisis de los Estudios Estáticos del capítulo 4, en donde se utilizó sólo la Demanda Máxima, para esta sección del estudio, se considerarán los bloques indicados en la Tabla 11, que son los más críticos para el alimentador y adicionalmente, se agregarán los bloques de generación los cuales se indican en la Tabla 12

BLOQUES DE GENERACIÓN EÓLICO [kW]	
Bloque Máx.	7.000
Bloque Mín.	2.100

Tabla 12 - Bloques de Generación del Parque Eólico

Como elemento adicional se consideran los bloques de generación del otro PMGD lo cuales se muestran en la Tabla 13.

BLOQUES DE GENERACIÓN PMGD[kW]	
Bloque Máx.	5.400
Bloque Mín.	300

Tabla 13 - Bloques de Generación del PMGD

Por los tanto, el análisis contempla 8 casos a estudiar los que serán analizados para el año 2012. Adicional a lo anterior, y para un mejor entendimiento de los distintos casos a estudiar, en la Tabla 14 se indica la combinación de los 8 escenarios a analizar.

AÑO	CASO	COMBINACIÓN
2012	1	Demanda = 3,516 [MW] + PMGD = 5,4 [MW] + Eólico = 7 [MW]
2012	2	Demanda = 3,516 [MW] + PMGD = 5,4 [MW] + Eólico = 2,1 [MW]
2012	3	Demanda = 3,516 [MW] + PMGD = 0,3 [MW] + Eólico = 7 [MW]
2012	4	Demanda = 3,516 [MW] + PMGD = 0,3 [MW] + Eólico = 2,1 [MW]
2012	5	Demanda = 0,513 [MW] + PMGD = 5,4 [MW] + Eólico = 7 [MW]
2012	6	Demanda = 0,513 [MW] + PMGD = 5,4 [MW] + Eólico = 2,1 [MW]
2012	7	Demanda = 0,513 [MW] + PMGD = 0,3 [MW] + Eólico = 7 [MW]
2012	8	Demanda = 0,513 [MW] + PMGD = 0,3 [MW] + Eólico = 2,1 [MW]

Tabla 14 - Combinatoria de análisis

5.1.2 Consideraciones para el PMGD

Se utilizarán las siguientes consideraciones tanto de norma como los rangos permitidos por el PMGD.

- Se considerará una banda de tensión en los terminales del generador máximo de +/- 5 [%] dado por el fabricante de la máquina.
- Nivel de tensión permitido en el punto de repercusión por la NTCO, artículo 3-19, +/- 6 [%].
- Valor de tensión para demanda máxima. 0,9943 [pu] (22,8678 [kV]) y para demanda mínima 1.00 [pu] (23 [kV]).
- Se ajustó el generador a un factor de potencia de 0,95 capacitivo.
- Se modeló un transformador elevador con 5 taps, 21.850, 22.425, 23.000, 23.575, 24.150 [V] operando en el tap N° 0 (23.000 [V]).
- Punto de repercusión Barra00000001 ubicado en las coordenadas X 598075 Y 5280244.

5.2 NIVELES DE CARGA EN LA LÍNEAS

De acuerdo a las simulaciones hechas, se estudiaron 8 casos particulares del sistema de distribución, de donde se puede destacar que en algunos tramos del alimentador, se produce una reducción en los niveles de carga de los ramales de un 1,6% y en otros un aumento del 56% llegando a un nivel de carga del 87%. Por lo que se concluye que el PMGD no produce impactos de carácter negativos al sistema y por ende no se necesita realizar inversiones por concepto de aumento de sección. Se puede apreciar de mejor manera esto en el Gráfico 3.

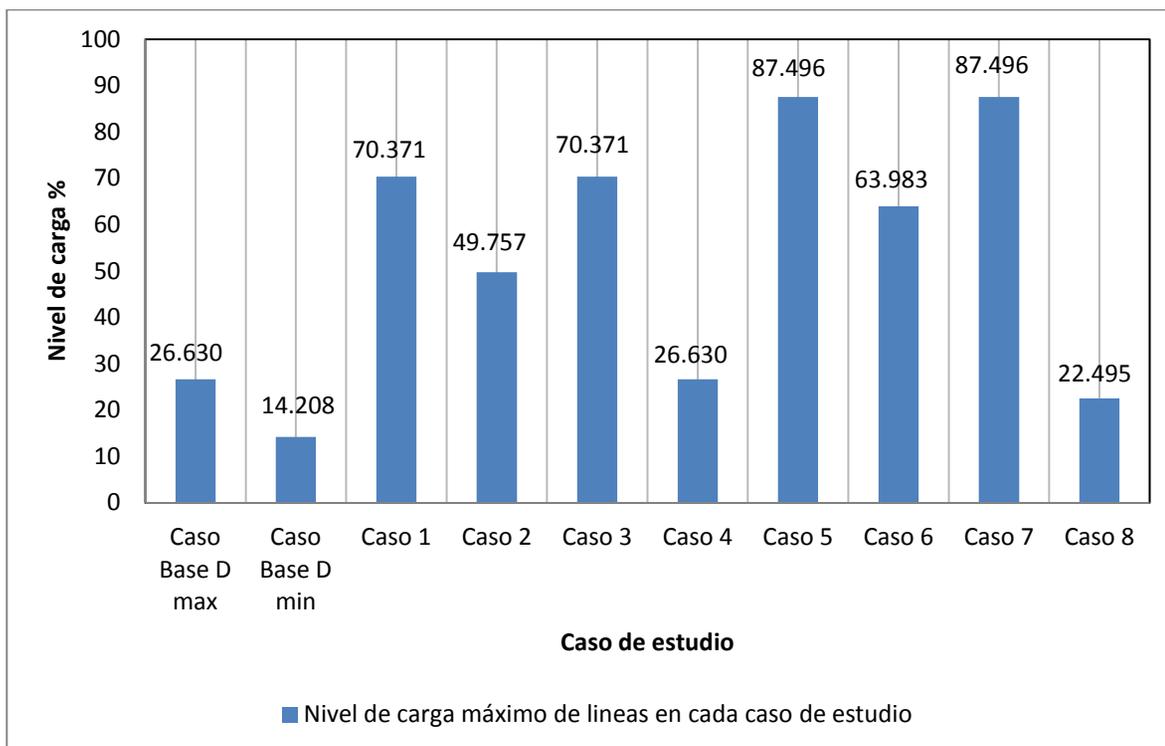


Gráfico 3 – Niveles máximos de carga de líneas por caso

5.3 NIVELES DE TENSIÓN EN PUNTO REPERCUSIÓN Y OTROS PUNTOS

El punto de repercusión está definido por la NTCO como el punto más cercano al punto de conexión del PMGD en donde exista la posibilidad de la conexión de un consumo.

De las modelaciones, se puede concluir que los niveles de tensión en otros puntos del alimentador, se encuentran en niveles aceptables y dentro del +/- 6% indicados por el DS-327, en el artículo 243 letra b) para zonas urbanas y un +/- 8 % para zonas rurales indicado en el Título IX: Disposiciones transitorias, artículo 25° letra g.2. Esto se ve más claramente en Gráfico 4 siguiente:

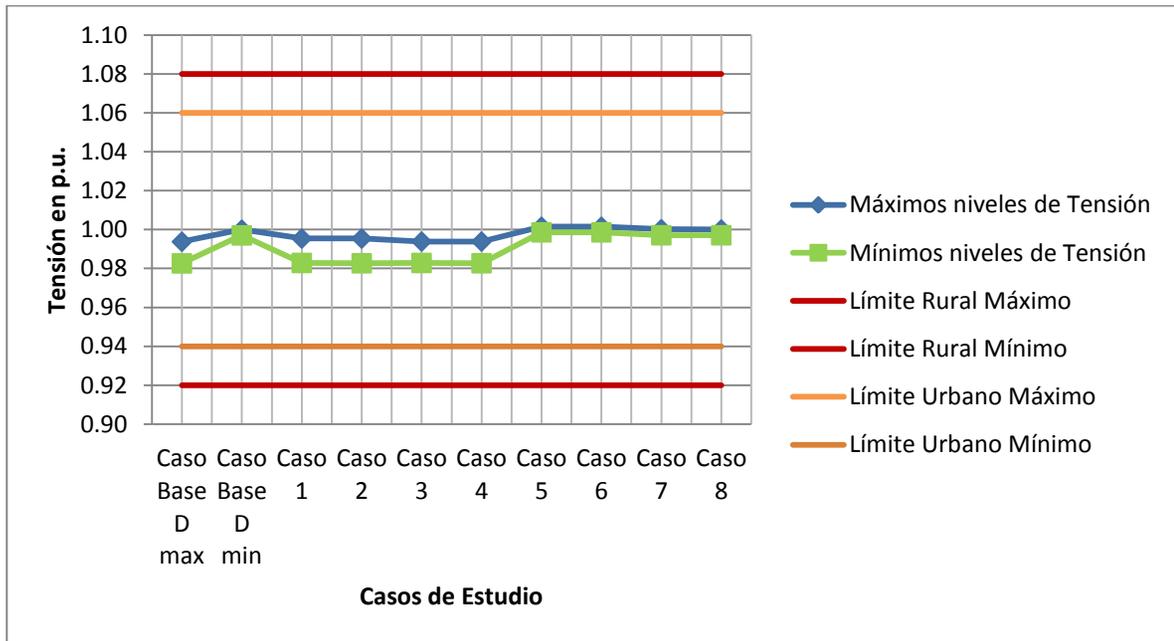


Gráfico 4 – Niveles de tensión alcanzados en cada caso

Respecto al punto de repercusión, la Tabla 15 muestra los casos en los extremos, sin generación.

Nivel de tensión en pu sin Eólico- Año 2012	
Bloque 3.516 [kW]	Bloque 513 [kW]
0,99	1

Tabla 15 – Niveles de tensión en punto de repercusión sin PMGD

También se muestra los valores con generación y la variación producida, según se indica en la Tabla 16.

	Nivel de tensión en pu con Eólico - Año 2012		
	Bloque 3.516 [kW]	Bloque 513 [kW]	Variación %
Bloque Eólico 7.000 [kW]	0,99	1	0 0
Bloque Eólico 2.100 [kW]	0,99	1	0 0

Tabla 16 - Niveles de tensión en el punto de repercusión con PMGD

Observando la Tabla 16, es posible determinar que estos se encuentran dentro del +/- 6% permitido por la NTCO.

Por otro lado se expone en la Tabla 17 las tensiones en los bornes del generador. De la tabla se concluye que estas se mantienen dentro de los rangos indicado en el punto 5.1.2, en este caso +/-5%.

	TENSIÓN EN BORNES DEL GENERADOR (pu)
Caso 1	1,04
Caso 2	1,01
Caso 3	1,04
Caso 4	1,01
Caso 5	1,05
Caso 6	1,02
Caso 7	1,05
Caso 8	1,02

Tabla 17 - Niveles de tensión en bornes del generador

5.4 NECESIDAD DE COMPENSACIÓN DE REACTIVOS y FACTOR DE POTENCIA

Se simularon 8 (ocho) casos, los cuales corresponden al año 2012, a fin de verificar la necesidad de compensación reactiva para aquel año.

De la Tabla 14 (corresponden a una combinatoria entre las demandas máximas y mínimas tanto del alimentador como de la generación del PMGD), se consideran los valores de las potencias en la cabecera del alimentador obteniendo los resultados indicados en la Tabla 18.

	Valores de Reactivos y Activos (kVAr y kW)		
	Q	P	FP
Caso 1	-3.010	6.820	0,915
Caso 2	-733	2.084	0,943
Caso 3	-3.010	6.820	0,915
Caso 4	-733	2.084	0,943
Caso 5	-3.001	6.822	0,915
Caso 6	-732	2.084	0,943
Caso 7	-3.001	6.822	0,915
Caso 8	-732	2.084	0,943

Tabla 18 - Niveles de Reactivos

A simple vista todos los resultados indican que el factor de potencia se encuentra fuera de lo indicado por la NTSyCS (0,93 Inductivo y 0,96 Capacitivo), sin embargo deberá aplicarse lo indicado en el punto 5.4.3 para establecer si existe la necesidad mejorar el factor de potencia con equipos de compensación de reactivos.

5.4.1 Cálculo de Factor de Potencia

Tal como señala la distribuidora, es necesaria la verificación del factor de potencia. Para ello se necesita comparar los valores sin PMGD y luego con PMGD.

5.4.2 Análisis FP sin PMGD

A continuación se incluye un cuadro con las diferentes potencias activas, reactivas y factores de potencia sin generación, según Tabla 19.

Valores de Reactivos y Activos (kVAr y kW)			FP
	Q	P	
D.max	819,2	3.515,0	0,974
D.min	83,3	512,9	0,987

Tabla 19 – Valores de reactivos sin Parque Eólico

Se observa que los valores del factor de potencia se mantienen dentro de los rangos indicados por la NTSyCS.

5.4.3 Análisis FP con PMGD

Se aplicará el procedimiento sugerido en el artículo 5-24 de la NTSyCS para niveles inferiores a 30kV, con objeto de verificar si el factor de potencia se encuentra dentro de los rangos permitidos o si es necesario compensar reactivos. El procedimiento considera aplicar la siguiente función:

$$FP = \cos \left[\tan^{-1} \left(\frac{QST + QGI}{PST + PGI} \right) \right]$$

De la fórmula anterior:

QST : Potencia reactiva en la cabecera del alimentador, valor positivo cuando fluye desde el sistema de transmisión

QGI : Potencia reactiva del generador, valor positivo cuando fluye desde el generador

PST : Potencia activa en la cabecera del alimentador, valor positivo cuando fluye desde el sistema de transmisión

PGI : Potencia activa del generador, valor positivo cuando fluye desde el generador

Los valores modelados para los distintos escenarios de demanda, son los indicados en la Tabla 22.

	Valores de Reactivos y Activos (kVAr y kW)					
	QST	QGI		PST	PGI	
		PMGD	Eólico		PMGD	Eólico
Caso 1	2.881	1097	-3.010	-8.676	5.400	6.820
Caso 2	604	1097	-733	-3.942	5.400	2.084
Caso 3	3.746	61	-3.010	-3.999	300	6.820
Caso 4	1.470	61	-733	1.035	300	2.084
Caso 5	2.157	1097	-3.001	-11.596	5.400	6.822
Caso 6	-112	1097	-732	-6.860	5.400	2.084
Caso 7	3.022	61	-3.001	-6.621	300	6.822
Caso 8	753	61	-732	-1.885	300	2.084

Tabla 20 - Valores de potencia generada y valores en la cabecera del alimentador

De los valores obtenidos de la tabla anterior, los factores de potencia resultantes son los calculados según la Tabla 21.

FP CALCULADOS	
Caso 1	0,965
Caso 2	0,965
Caso 3	0,969
Caso 4	0,974
Caso 5	0,927
Caso 6	0,927
Caso 7	0,987
Caso 8	0,987

Tabla 21 – Factores de potencias calculados

Se logra apreciar que existe un problema para los casos de estudios 5 y 6, ya que se encuentra fuera de lo establecido en la NTSyCS con respecto a los factores de potencia, por lo que se propone la instalación de un banco de condensadores de 100 [kVAr], en el punto de conexión, con lo que se llega a los siguientes resultados mostrados en la Tabla 22.

	Valores de Reactivos y Activos (kVAr y kW)					
	QST	QGI		PST	PGI	
		PMGD	Eólico		PMGD	Eólico
Caso 1	2.782	1097	-3.010	-8.676	5.400	6.820
Caso 2	505	1097	-733	-3.942	5.400	2.084
Caso 3	3.647	61	-3.010	-3.999	300	6.820
Caso 4	1.371	61	-733	1.035	300	2.084
Caso 5	2.057	1097	-3.001	-11.596	5.400	6.822
Caso 6	-212	1097	-732	-6.860	5.400	2.084
Caso 7	2.922	61	-3.001	-6.621	300	6.822
Caso 8	653	61	-732	-1.885	300	2.084

Tabla 22 - Datos de generación nuevos

De los valores obtenidos de la tabla anterior, los factores de potencia resultantes son los calculados según la Tabla 23.

FP CALCULADOS	
Caso 1	0,971
Caso 2	0,971
Caso 3	0,976
Caso 4	0,980
Caso 5	0,971
Caso 6	0,971
Caso 7	0,999
Caso 8	0,999

Tabla 23 – Nuevos factores de potencias calculados

De los nuevos resultados obtenidos en la Tabla 23 se observa que estos se mantienen dentro de lo señalado por la NTSyCS, por lo que con la sola instalación de una banco de condensadores de 100 [kVAr] se logra establecer una compensación adecuada para este caso de estudio.

5.5 ANÁLISIS BANCO REGULADORES DE TENSIÓN

No es necesario realizar este análisis, ya que se verificó que no existen problemas en los niveles de tensión en cada caso de estudio y el banco de reguladores de tensión propuesto por la distribuidora no entrará en funcionamiento hasta el año 2013.

CAPITULO 6 CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

Con respecto a los objetivos planteados, este trabajo cumple con la realización del estudio Estático y de Impacto de la conexión de un parque eólico en una red de distribución y la compensación de reactivos.

Como las energías renovables están aumentando de gran manera en el país, fomentando el desarrollo de nuevos proyectos en distintas escalas, es que estos estudios están en un aumento considerable y cada vez se requiere llegar a un análisis mucho más específico de cada variable, esto se logra ver claramente en el desarrollo de esta memoria.

Muchas de las tecnologías mencionadas están en una primera etapa de desarrollo en Chile, dando buenos resultados tanto para la generación eólica como la compensación de reactivos con lo que se logra un mejor control de las variables en periodo de respuesta más corto y asegurando un nivel de calidad y confiabilidad en las redes eléctricas en todos sus niveles de tensión.

Dada la complejidad de las nuevas tecnologías en compensación de reactivos, los desarrolladores de estos equipos mantienen un hermetismo con las características de sus modelos, limitando la opción de investigación, pero con las tecnologías más usadas se logra mantener un cumplimiento de la normativa vigente en un nivel adecuado.

En el estudio estático, con el modelo del sistema a partir de la tasa de crecimiento propuesta, se logra apreciar que no existen complicaciones en los próximos 15 años por lo que no es necesaria la inversión en mejoras o cambios de equipos. Como vista general, ya que no estaban considerados como parte de esta memoria, los planes de obras propuestos a ejecutarse el 2013 mejoran los niveles de tensión a partir del lado de baja del regulador de tensión, considerando que el traspaso de carga a realizarse afecta de manera negativa dada la configuración cónica de los conductores en el alimentador.

En el estudio de impacto, al analizar los 8 casos posibles se logra apreciar que para las tensiones y niveles de carga no existen problemas a lo largo del estudio, dando a primera vista que no es necesario incurrir en inversiones extras, pero todo esto cambia con el cálculo del factor de potencia en el cual existen 2 casos donde la conexión del parque eólico influye de manera negativa sobre el alimentador, esto debido a que existe una inversión de flujo en la cabecera del alimentador, dado que la generación propia del alimentador (PMGD + Parque Eólico) es muy superior a la demanda estimada, afectando en el valor del factor de potencia calculado según la NTSyCS Artículo 5-24. Con las opciones de compensación de reactivos vistos en el Capítulo 2 se optó por un banco de condensadores fijo, el cual por tener una tecnología más simple en comparación a los equipos dinámicos como SVC o STATCOM, permite obtener un factor de potencia adecuado y mejorar el estado de conexión del parque

Eólico.

Como trabajo futuro quedan propuesto el análisis de pérdidas y/o ahorros de potencia y energía que se producen por la conexión de este parque eólico a la red de distribución; debido al retraso por parte de la distribuidora en la entrega de la información relevante. Además, para cumplir con todos los requisitos establecidos en el procedimiento de conexión entregado por la empresa distribuidora, quedan pendientes los Estudios de Cortocircuitos, Coordinación de Protecciones y el estudio de Estabilidad Dinámica, y así con estos 4 informes se pueda proceder a enviar la Solicitud de Conexión a la Red, con lo que la distribuidora dará el veredicto o no a la conexión del parque eólico

CAPITULO 7 BIBLIOGRAFÍA

- [1]. Comisión Nacional de Energía www.cne.cl
- [2]. Centro de despacho Económico y de Carga del SIC https://www.cdec-sic.cl/index_es.php
- [3]. Becerra, Francisco, “Gestión de la red de Subtransmisión.”, memoria para optar al título de ingeniero civil electricista, 2011, Universidad de Chile.
- [4]. Pizarro, Juan, “Diseño de un esquema de desprendimiento automático de carga para un sistema de Subtransmisión”, memoria para optar al título de ingeniero civil electricista, 2005, Universidad de Santiago de Chile.
- [5]. Uribe, Cristian, “Aumento de la capacidad de transmisión de líneas eléctricas: Análisis de metodologías”, memoria para optar al título de ingeniero civil electricista, 2009, Universidad de Santiago de Chile.
- [6]. Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, Santiago, 2010.
- [7]. Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en las Instalaciones de media Tensión, Santiago, 2007.
- [8]. Decreto Supremo N°244 del Ministerio de Minería, Santiago, 2006.
- [9]. Procedimiento de conexión centrales de distribución para el grupo de empresas Saesa, Santiago, 2008.
- [10]. Watt, Keith, “Simulación dinámica para distintos escenarios de alta penetración eólica en el SIC”, memoria para optar al título de ingeniero civil electricista, 2008, Universidad de Santiago de Chile.
- [11]. Baeza, Diego, “Control de la frecuencia en una red con generación Eólica”, memoria para optar al título de ingeniero civil electricista, 2010, Universidad de Santiago de Chile.
- [12]. Proyecto Eolo, Departamento de Geofísica, Universidad de Chile, 1993.
- [13]. Gasch R. and Twele J., *Wind Power Plants: Fundamentals, Design, Construction and Operation*. Solarpraxis AG, 2002.
- [14]. Ahmed Faheem Zobaa, and Milutin Jovanovic “A comprehensive overview on reactive power compensation technologies for Wind power applications” United Kingdom, 2006.
- [15]. Algeria, Alex, “Evaluación técnico-económica del uso de compensadores estáticos de reactivos en transmisión”, memoria para optar al título de ingeniero civil electricista, 2007, Universidad de Santiago de Chile.
- [16]. Hadi El-helw, Sarath Tennakon, Noel Shammam “Compensation methods in wind energy systems” UK.

- [17]. World Wind Energy Association, "Worldwide wind energy boom in 2005: 58,982 MW capacity installed" <http://www.worldwidewind.com/>, 7 March 2006.
- [18]. F.V. Gomes, S. Carneiro Jr., J.L.R. Pereira, M.P. Vinagre, P.A.N. Garcia y L.R. Araujo. "A new heuristic reconfiguration algorithm for large distribution systems". IEEE Trans. on Power Systems. Vol. 20 N° 3, pp. 1373-1378. Agosto 2005.