



Universidad Tecnológica de Pereira
Programa de Ingeniería Eléctrica
Pereira, 11 de septiembre de 2015



Compensación de Potencia Reactiva en Turbinas Eólicas Basadas en Máquina de Inducción Directamente Conectadas a la Red

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Electricista

Por:

Sebastián Rodríguez Correa

Compensación de Potencia Reactiva en Turbinas Eólicas Basadas en Máquina de Inducción Directamente Conectadas a la Red

Sebastián Rodríguez Correa

Trabajo de grado presentado como requisito
parcial para optar al título de
Ingeniero Electricista

Pereira, 11 de septiembre de 2015
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
Programa de Ingeniería Eléctrica.



II

Compensación de Potencia Reactiva en Turbinas Eólicas Basadas en Máquina de Inducción Directamente Conectadas a la Red
©Sebastián Rodríguez Correa

Director: Alejandro Garcés Ruiz

Pereira, 11 de septiembre de 2015
Programa de Ingeniería Eléctrica.
Universidad Tecnológica de Pereira
La Julita. Pereira(Colombia)
TEL: (+57)(6)3137122
www.utp.edu.co

Versión web disponible en: *<http://recursosbiblioteca.utp.edu.co/tesisd/index.html>*

Agradecimientos

A mis padres, seres incondicionales que con su esfuerzo y apoyo, se logran las metas más altas.

A todos aquellos compañeros, profesores y personas cercanas que de alguna u otra forma colaboraron para culminar con éxito este gran logro.

Resumen

En este trabajo de grado se propone un esquema de compensación de potencia reactiva en turbinas eólicas tipo-A, mediante la teoría ABC, formulada como un problema de optimización matemática, donde a partir de las restricciones, se pueden trazar diferentes objetivos de compensación y reducción de armónicos en las corrientes de línea.

Para ello, se utiliza un convertidor de tres ramas VSC (Voltage source converter) construido con IGBTs (Insulate Gate Bipolar Transistor), modulado por histéresis y controlado con los esquemas de compensación estudiados, basados en la teoría de compensación ABC .

El esquema de compensación propuesto se probó en una red que presenta armónicos de bajo orden en tensión, y que se conecta a un sistema constituido por una carga no lineal y a un generador eólico tipo-A, bajo un modelo de viento que presenta alteraciones en el perfil de velocidad.

Además, se presentan los diferentes tipos de generadores eólicos, sistemas de compensación de potencia reactiva y convertidores, para así presentar de mejor manera la implementación del sistema de compensación.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Definición del problema	1
1.2. Objetivos	2
1.2.1. General	2
1.2.2. Específicos	2
1.3. Justificación	3
1.4. Marco teórico	4
1.4.1. Acrónimos	4
1.4.2. Conceptos asociados a los generadores eólicos de inducción	5
1.4.3. Tipos de turbinas eólicas.	6
1.4.4. Compensación de reactivos en generadores eólicos con máquina de inducción	8
1.4.5. Armónicos en sistemas eólicos y efectos en la calidad	10
1.5. Alcance	10
1.6. Estructura del trabajo de grado	10
2. Generación eólica	13
2.1. Generalidades	13
2.2. Generación eólica en Colombia	14
2.3. Potencial del Viento	14
2.3.1. Aleatoriedad del viento	14
2.3.2. Potencia aprovechable del viento	15
2.4. Tipos de turbinas eólicas	18
2.4.1. Turbinas Tipo-A	18
2.4.2. Turbinas eólicas Tipo-B	19
2.4.3. Turbinas eólicas Tipo-C	20
2.4.4. Turbinas eólicas Tipo-D	20

2.5. Integración a la red eléctrica de turbinas Tipo-A	21
3. Compensación de potencia reactiva	29
3.1. Generalidades	29
3.2. Definición de potencia reactiva	30
3.3. Sistemas de compensación	31
3.3.1. Banco ajustables de condensadores mecánicamente conmutados MSC	31
3.3.2. Condensador síncrono	31
3.3.3. Compensadores estáticos de potencia reactiva SVC	32
3.3.4. Condensadores conmutados por tiristor TSC	32
3.3.5. Reactores conmutados por tiristor TCR	33
3.3.6. Combinación de TSC, TCR y condensadores ajustables	34
3.3.7. Compensación serie TCSC	34
3.4. Compensadores estáticos síncronos STATCOM	35
3.5. Filtros activos	37
3.6. Teoría de compensación	38
3.6.1. Teoría clásica	38
3.6.2. Esquema 1: teoría de compensación ABC	39
3.6.3. Esquema 2: Control de la potencia oscilante instantánea	42
3.6.4. Esquema 3: Factor de potencia unitario, control de potencia oscilante	44
3.7. Recapitulación	46
4. Convertidores y modulación	47
4.1. Generalidades	47
4.2. Tipos de convertidores	48
4.2.1. Topologías de los Convertidores	48
4.3. Tipos de modulación	49
4.3.1. Modulación por onda cuadrada	49
4.3.2. Modulación por ancho de pulsos PWM	50
4.3.3. Otros tipos de modulación basados en anchura de pulsos	50
4.4. Modulación por Histéresis	51
4.5. Control de la tensión del DC-link	54
4.6. Integración de la modulación al esquema de compensación	56
5. Implementación del sistema de compensación y resultados	59
5.1. Generalidades	59
5.2. Descripción de la simulación	60

5.2.1. Convertidor	60
5.2.2. Modulación por histéresis	63
5.2.3. Esquema de compensación	65
5.2.4. Control de la tensión del condensador	67
5.2.5. Generador eólico Tipo-A	68
5.3. Esquema de compensación basado en la teoría clásica y sistema de tensiones balanceado sin armónicos	70
5.3.1. Red con carga RL y compensación	70
5.3.2. Red con generador eólico tipo-A	74
5.3.3. Red con generador eólico tipo-A viento variable	76
5.4. Esquema de compensación de la potencia oscilante	85
5.4.1. Red con generador eólico tipo-A, armónicos en la tensión	85
5.4.2. Red, turbina eólica, carga no lineal y armónicos en la tensión	86
5.5. Esquema de compensación factor de potencia unitario, control de potencia	98
5.5.1. Red con armónicos en la tensión, viento variable y generador eólico	98
5.5.2. Red con armónicos en la tensión, viento variable y carga no lineal	101
6. Conclusiones	109
6.1. Futuros trabajos de investigación	110
A. Anexo I: Código modulación por histéresis	111
B. Anexo II: Código Compensación de potencia reactiva teoría ABC	113
References	117

Capítulo 1

Introducción

1.1. Definición del problema

En la actualidad, cumplir con la creciente demanda de energía eléctrica con recursos no renovables es inviable por cuestiones ambientales y económicas. Entre las cuestiones ambientales cabe destacar el calentamiento climático a escala global. El protocolo de Kyoto busca a partir de la reducción en la emisión de gases de efecto invernadero, comprometer a los países desarrollados, principales causantes de problema, en proponer alternativas energéticas para lograr que el calentamiento global no suba mas de 2 grados en los próximos años. En el ámbito económico, el precio de las tecnologías usadas en la pequeña generación a disminuido en las dos últimas décadas, sumado a la reciente regulación del mercado para incluirlas y las crisis en los precios de los combustibles contribuyen a que se mire como buen negocio la generación distribuida [1].

En el ámbito nacional, el fenómeno del niño que asola a nuestro país periódicamente, trae fuertes sequías que se traducen en menos potencial de generación hidroeléctrica, principal abastecedor del país. Pero asociado a la ausencia de lluvias, llegan fuertes vientos que se pueden aprovechar en la generación eólica sin recurrir a las plantas térmicas. La generación eólica, es una forma sustentable y económica de generación, que puede contribuir a suplir estas demandas de energía y reducir las emisiones causadas por las formas de generación convencional.

Existen diferentes tipos de sistemas de conversión asociados a las turbinas eólicas, muchos de ellos basados en el uso de máquina de inducción. Este tipo de sistemas de conversión pueden tener un convertidor de potencia o ser directamente conectados a la red. La mayoría de sistemas de energía eólicos usan un convertidor de potencia para su integración a la red,

pero las pequeñas turbinas eólicas basadas en generadores de inducción, se siguen conectando directamente a la red para reducir los costos asociados al convertidor y al montaje. Éstas se denominan turbinas eólicas *Tipo-A* [2] [3]. Las principales desventajas de los generadores eólicos de inducción directamente conectados a la red, en este caso los jaula de ardilla, son que necesitan grandes corrientes de arranque y alta demanda de potencia reactiva para su funcionamiento [4]. Sumado a esto, las variaciones en el viento producen inestabilidad en la potencia activa generada.

Una de las consecuencias de la absorción de reactivos es la caída de tensión en el punto de integración con la red [4]. Otro problema fundamental es la aleatoriedad del viento, que ocasionan fluctuaciones en la potencia activa y reactiva del sistema [3]. Los generadores de inducción también causan problemas a la red de manera global asociados con la estabilidad de la tensión por la absorción de reactivos, la estabilidad de la frecuencia y con la demanda de potencia [3].

La compensación de energía reactiva se hace usualmente con elementos pasivos como bancos de condensadores e inductores. La principal desventaja que trae el uso de elementos pasivos es la poca controlabilidad que se tiene sobre los reactivos ya que los cambios se realizan mediante pasos discretos. Así mismo, el uso de elementos pasivos puede generar problemas asociados a resonancias paralelo. Es por ello que se prefieren los sistemas de compensación basados en convertidores, donde es posible la implementación de algún esquema que permitan administrar eficientemente la potencia reactiva y las oscilaciones causadas por la aleatoriedad del viento [5, 6].

Mas allá de las diferentes teorías de compensación existentes, este trabajo de grado busca afrontar varios de los retos asociados a las turbinas Tipo-A, mediante el uso de un compen-sador de potencia controlado por el marco de referencia ABC.

1.2. Objetivos

1.2.1. General

Diseñar un sistema de compensación de potencia reactiva para turbinas eólicas con generadores *asíncronos* directamente conectados a la red

1.2.2. Específicos

- Analizar la operación de las turbinas eólicas tipo A.
- Estudiar la compensación pasiva de reactivos en generadores asíncronos

- Proponer sistema de compensación de potencia reactiva.
- Usar la teoría en el marco de referencia ABC para la compensación de potencia reactiva.
- Simular usando la herramienta *Simulink* del software *Matlab* el sistema de compensación propuesto.

1.3. Justificación

La generación distribuida basada en recursos renovables como pequeños generadores eólicos, sistemas de parques fotovoltaicos y pequeñas centrales hidroeléctricas, han ido creciendo en importancia por la necesidad de reducir el efecto invernadero y mejorar la calidad del aire, que la quema de combustibles fósiles en la producción de energía eléctrica ha causado durante décadas [1]. Las turbinas eólicas usadas en pequeñas aplicaciones, se denominan tipo-A. Éstas usan un generador jaula de ardilla, ya que éste tipo de generador, presenta mayor eficiencia, menor costo de instalación y mantenimiento, además éste tipo de turbinas reduce ostensiblemente los costos asociados al convertidor [7].

La integración de las turbinas eólicas tipo-A es directamente conectadas a la red, lo que produce fluctuaciones en la tensión producidas por las variaciones del viento especialmente en redes débiles como es el caso de la mayoría de sistemas de distribución. Estas oscilaciones a su vez producen alteraciones en la potencia reactiva requerida por el generador, afectando la calidad de la energía eléctrica al incrementar los cambios en la tensión y aumentando las pérdidas debidas a la elevación de la corriente [2]. Es por ello que se busca un mejor control y compensación de la potencia reactiva necesaria por el generador con métodos que presenten mejor resultados que las compensaciones actuales.

Por otra parte, en las aplicaciones eólicas actuales el tipo mas común de los generadores eólicos aun es jaula de ardilla, haciendo necesarios que se estudien las condiciones con las que dichos generadores se integran a la red, y la forma de compensar potencia reactiva para su buen desempeño como generador [4].

También, debido al costo de los generadores de inducción doblemente alimentados y de los generadores síncronos de imanes permanentes, aún se busca que los sistemas eólicos de generación sean con generadores jaula de ardilla. Es por ello que se hace importante que se investigue sobre métodos de control de estos generadores en cuanto a la potencia activa y reactiva de los mismos [7].

La compensación de potencia reactiva, se hace necesaria en los generadores eólicos tipo-A, ya que éstos al basarse en generador de inducción, necesitan potencia reactiva para crear el campo magnético necesario para generar potencia activa [2, 3]. La aleatoriedad del viento

ocasiona que dicha potencia reactiva a compensar no sea constante, lo que requiere de estrategias de compensación que aseguren siempre un factor de potencia adecuado, que cumpla con los requerimientos de calidad tanto como para consumidores, generadores y la red [4, 5].

1.4. Marco teórico

1.4.1. Acrónimos

A lo largo de ésta sección, y durante éste trabajo de grado se usan los siguientes acrónimos:

FSIG: Fixed Speed Induction Generator. Generador de inducción de velocidad fija.

SCIG: Squirrel Cage Induction Generator. Generador de inducción jaula de ardilla.

WRIG: Wound Rotor Induction Generator. Generador de inducción rotor devanado.

DFIG: Double Feed Induction Generator. Generador de inducción doblemente alimentado.

MTP: Maimun Traking Point. Punto de mayor extracción de potencia del viento en la figura 2.3

WRSG: Wound Rotor Synchronous Generator. Generador Síncrono Rotor Devanado.

PMSG: Permanet Magnet Synchronous Generator. Generador síncrono de imanes permanentes.

MSC: Mechanical Switched Capacitor. Banco de condensadores mecánicamente conmutados

SVC: Static VAR Compensator. Compensador estático de potencia reactiva.

TCR: Thyristor Controlled Reactor. Reactor controlado por tiristores.

TSC: Thyristor Switched Capacitor. Condensadores conmutados por tiristores.

STATCOM: Static Synchronous Compensation. Compensador síncrono estático.

PWM: Pulse Width Modulation. Modulación por ancho de pulsos.

BDFIG: Brushless Double Feed Induction Generator. Generador de inducción doblemente alimentado sin escobillas.

TCSC: Thyristor Controlled Series Compensation. Compensación serie controlada por tiristores

IGBT: Insulated Gate Bipolar Transistor. Transistores bipolares de puerta aislada.

GTO: Gate turn off Thyristor.

IEGT: Injection Enhanced Gate Transistor. Transistor de inyección de puerta mejorada.

DCMC: Diode Clamped Multilevel converter. Convertidor multinivel pinza de diodo.

FCMS Flying Capacitor Multilevel converter. Convertidor multinivel de condensador flotante.

CMC: Cascade Multilevel Converter. Convertidor multinivel en cascada.

MLHMC: Mixed Level Hybrid Multilevel converter. Convertidor multinivel híbrido mixto.

VSC: Voltage Source Converter. Convertidor basado en fuente de tensión.

CSC: Current Source Converter. Convertidor basado en fuente de corriente.

PCC: Punto de conexión común. Donde se conecta el sistema de compensación, la red, el generador eólico y/o carga que representan el sistema bajo análisis.

THD: Total Harmonic Distortion. Distorsión total armónica para las formas de onda.

1.4.2. Conceptos asociados a los generadores eólicos de inducción

Generación Distribuida (GD): Son pequeñas plantas generadoras de electricidad conectadas a la red de distribución, mas que al sistema de transmisión. Entre éstas están las plantas tradicionales de gas natural y Diesel, o de las energías renovables como son celdas de paneles fotovoltaicos, pequeñas centrales hidroeléctricas y pequeños parques eólicos. Éste concepto surgió como una forma de integrar varias formas de generación de energía, mejorando la calidad, la disponibilidad y seguridad de la red eléctrica [1].

Turbina eólica de velocidad fija o Tipo-A FSIG: Son generadores eólicos en los cuales la velocidad del rotor es aproximadamente constante, sin importar las variaciones del viento. La velocidad del rotor es determinada por la frecuencia de la red, el diseño del generador y la caja de engranajes. Están equipadas con un generador de inducción jaula de ardilla, que es directamente conectado a la red, junto con un arrancador suave y un

sistema de compensación de reactivos como lo es un banco de condensadores. Entre sus ventajas están su bajo costo, son robustas y simplicidad. Entre sus desventajas esta que no puede controlar potencia reactiva; todas las fluctuaciones en la velocidad del viento se ven en fluctuaciones de tensión en la red debido a la pérdida de par mecánico [2].

Arrancador suave: Son usados para minimizar las corrientes transitorias durante el arranque del generador de inducción. Se basa en seis tiristores, dos por fase, dispuestos en antiparalelo. Estos tiristores son encendidos por un pulso en el terminal de puerta, ajustado por un controlador externo [3]. La figura 1.1, muestra una turbina tipo-A con su arrancador.

Compensación de potencia reactiva: Son los equipos necesarios para excitar de alguna manera la máquina de inducción y de esta forma, compensar la energía reactiva que absorbe de la red. De esta forma, se busca evitar las pérdidas asociadas al aumento de la corriente reactiva en la máquina de inducción y la red [3] .

La figura 1.1, muestra una turbina eólica tipo-A, conectada directamente a la red, con un compensador de potencia reactiva dispuesto para mejorar la calidad de la energía y las condiciones de la conexión de la red.

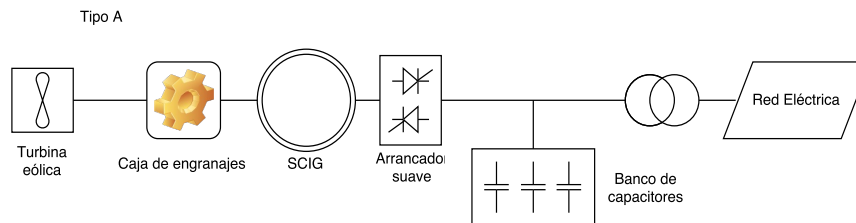


Figura 1.1: Turbina eólica Tipo-A conectada a la red junto sistema de compensación

1.4.3. Tipos de turbinas eólicas.

La energía proveniente del viento ha sido usada por el hombre desde la antigüedad. Se ha sabido de molinos de viento en las tierras altas de Afganistan utilizados para moler el

grano, que datan desde antes de Cristo [2]. En la edad media, se fue masificando partiendo desde China hasta Europa central y el mediterráneo, no solo usadas para triturar el grano sino también como bomba de agua. Recientemente debido a la influencia de los combustibles fósiles en el cambio climático, y a las crisis energéticas provocadas por los mismo, desde el año 1970 aproximadamente, a resurgido el interés en aprovechar la energía del viento para generar electricidad [2].

Existen cuatro tipos de sistemas de conversión de energía eólicos denominados A,B,C y D. Los sistemas de generación de velocidad fija son los tipo-A; mientras que los tipo-B, C y D son clasificados de velocidad variable [2]. En la sección 2.4, se ampliará la información sobre el tipo de turbinas.

Las turbinas tipo-A usan un generador jaula de ardilla SCIG para convertir la energía del viento en energía eléctrica. Éstas son directamente conectadas a la red y usan un banco de condensadores para compensar la energía reactiva que usan de la red para la producción de potencia activa [2]. Este tipo de turbinas son usadas en pequeñas aplicaciones o en generación distribuida.

Las turbinas tipo-B, usan un generador de inducción rotor devanado WRIG directamente conectado a la red. Éste sistema usa banco de condensadores para la compensación de potencia reactiva y un arrancador suave como el generador tipo-A. Usa para el control de potencia de salida y velocidad resistencias variables en el rotor evitando los anillos deslizantes y el uso de escobillas [2].

Las tipo-C son conocidas como generador de inducción doblemente alimentado DFIG. Consiste en un WRIG con un convertidor parcial de frecuencia en el circuito del rotor, para control de potencia reactiva. Posee mayor rango de control de la velocidad en comparación con le tipo-B.

Las tipo-D pueden usar WRIG, generador síncrono de rotor devanado WRSG o generador síncrono de imanes permanentes PMSG [2]. En la figura 2.4 se pueden observar todos los tipos mencionados anteriormente.

Las turbinas eólicos mas usadas en pequeña generación y generación distribuida son los basados en generadores de inducción SCIG, ya que éstas son de menor costo y montaje mas sencillo.

Los generadores de inducción se caracterizan por necesitar potencia reactiva para energizar sus circuitos [6]. Dicho aporte está dado por la red a la cual se conecta, o por un banco de condensadores o reactores conectado al punto de integración a la red; en lo que se conoce como compensación pasiva. Actualmente, esta compensación de potencia reactiva es llevada a cabo por convertidores estáticos o dinámicos, dispositivos de electrónica de potencia que ayudan al generador a controlar las fluctuaciones de tensión producto de las variaciones del

viento. También, mejoran la estabilidad de la red al momento de conectar los generadores eólicos [3].

Los convertidores de corriente alterna a continua utilizados para la compensación de potencia reactiva, son los del tipo auto-conmutados basados en IGBT's, que son controlados por modulación de ancho de pulso, conocida como PWM, y presenta la posibilidad de controlar el flujo de potencia activa y reactiva en ambas direcciones. a este tipo de convertidores se les conoce como VSC's [6].

1.4.4. Compensación de reactivos en generadores eólicos con máquina de inducción

Se han usado para la compensación de reactivos, métodos que usan condensadores directamente conectados al generador, junto con dispositivos de conmutación como tiristores, que causan distorsiones armónicas en la red (SVC). Una mejor opción son los compensadores estáticos síncronos o STATCOM, que son convertidores de tensión DC/AC, que usan un condensador como fuente; cuya desventaja radica en la poca capacidad de potencia activa del condensador [3].

La forma tradicional de conectar las turbinas eólicas basadas en generador jaula de ardilla con la red es conectándose al transformador directamente. Se usan banco de condensadores conmutados mecánicamente conocidos como MSC, para compensar la energía reactiva necesaria y así generar el campo magnético y producir potencia activa. Sin embargo, presentan restricciones en tamaño para disminuir los transitorios en la tensión del sistema además del mantenimiento [6].

Debido a la naturaleza aleatoria del viento, la energía reactiva necesaria para mantener el flujo de potencia también varia. Por ello, a partir de la década de los 70s, son usados compensadores de naturaleza dinámica como lo son los SVC, que pretenden ajustar dicha potencia reactiva en pasos mas discretos [4]. Existen dos tipos los TCR y los SVC.

Los TCR consisten en 3 piernas cada una de ellas compuesta por un inductor y un interruptor estático conformado por dos tiristores en antiparalelo, como se muestra en la figura 3.3. El control se da por el ángulo de disparo de los tiristores. Sin embargo, uno de sus mayores problemas es que producen armónicos de corriente [6].

Mientras los TSC, consisten en bancos de condensadores cada uno conmutado con la ayuda de los interruptores estáticos, como muestra la figura 3.2. El control en la conmutación viene dado cuando la tensión a través del dispositivo de conmutación es cero. En consecuencia, no produce armónicos en la corriente pero si transitorios en la la tensión. Una combinación de los TCR y los TSC, puede mejorar el control de reactivos mas que de las soluciones

individuales [6].

Posteriormente se han usado STATCOM, que presentan mayor capacidad de potencia reactiva incluso ante baja tensión, mejoras en cuanto a la operación en sobre corriente para las zonas de potencia activa y reactiva, y mayor velocidad de respuesta. Pese a ello, se introducen componentes armónicas difíciles de filtrar debido a los dispositivos de conmutación utilizados en los STATCOM [4].

En [4] se propone el uso de STATCOM multinivel, compuesto por seis inversores interconectados, alimentados en la parte DC independientemente mediante condensadores. Se basan en la inversión de la tensión mediante pasos sintetizados, y así obtener una señal de salida con bajo contenido armónico.

Los generadores de inducción jaula de ardilla también son utilizados en aplicaciones de velocidad variable, y la forma de conectarlos a la red ha sido mediante convertidores de potencia reactiva *back-to-back* de frecuencia, que consisten en un convertidor AC/DC en el lado del generador y un inversor DC/AC en el lado de la red. Se ha usado de manera tradicional para el control de los dispositivos utilizados en la conmutación la modulación por ancho de pulso conocida por sus siglas en inglés como PWM, para establecer el estado deseado. El modelo simplificado usado para esta modulación no toma en cuenta la estabilidad del generador de inducción [8].

Varias estrategias de control de reactivos han sido estudiadas, entre ellas las clasificadas de acuerdo al marco de referencia como son las teorías pq-dq y la teoría de referencia ABC [9]. Las estrategias basadas en teoría pq, usan la transformada de Clarck para definir la potencia reactiva y todas las variables en referencia estacionaria α y β . Por otro lado, la referencia dq es basada en el mismo principio que la pq, pero con una referencia rotacional [9].

La teoría ABC se basa en referencia trifásica, simplificando el análisis e implementación. En [9] extienden la teoría ABC clásica, presentando un modelo de compensación basado en la optimización matemática sobre un marco de referencia ABC, que mejora muchos conflictos inclusive minimiza las pérdidas en la red. Se encontró que la teoría ABC es flexible y se puede usar para diferentes situaciones reales bajo desbalance y distorsiones de las señales de tensión y corriente [9]. Esta teoría también se usa para convertidores multinivel como se muestra en [10].

Diferentes métodos de control basados en análisis no lineal y técnicas inteligentes han sido propuestas, pero sin cumplir con un modelo de estabilidad de la máquina apropiado. Es por ello que el autor en [8], propone un modelo de control a gran escala no lineal, independiente de los parámetros del generador, que provee una señal de conmutación exactamente en el rango permitido que asegura una modulación lineal. Los resultados de la simulación presentados en [8], muestran que se asegura la estabilidad del sistema cerca de los valores de referencia.

1.4.5. Armónicos en sistemas eólicos y efectos en la calidad

Los sistemas eólicos afectan la calidad de la energía entregada introduciendo armónicos. En generadores eólicos de tipo B,C y D, usan en su conexión convertidores parciales o completos para controlar el flujo de potencia activa y reactiva. Dichos convertidores son fuente de alto contenido armónico en la corriente [3].

Cabe destacar que, en particular en parques eólicos de ultramar, armónicos de tensión presentes en el sistema de potencia son causa de resonancia armónica y alta cantidad de armónicos en la corriente, lo que suma al problema del convertidor en generadores del tipo velocidad variable [3].

Las variaciones de viento conducen a variaciones de potencia en las turbinas eólicas tipo A. Aquellas alteraciones pueden resultar en fluctuaciones de tensión. Éstas afectan el brillo de las bombillas. Dicho fenómeno se conoce como flicker. Lo anterior es debido a la incapacidad de las tipo-A de almacenar energía mecánica, transmitiendo alteraciones en la intensidad del viento directamente al rotor [3, 11].

1.5. Alcance

En esta investigación se abordará únicamente los sistemas de generación eólicos tipo-A, que funcionan con un generador de inducción o asíncrono del tipo jaula de ardilla, las otras formas de generación y el uso de otros generadores no es objeto de este trabajo.

Se abordará el problema mediante simulaciones únicamente, lo que se espera se obtenga diferentes escenarios donde se muestra la conveniencia del sistema de compensación a utilizar.

Se busca analizar la compensación de energía reactiva y la disminución de contenido armónico con la implementación del compensador en turbinas eólicas tipo-A.

El control de la potencia activa, o las variaciones en la misma debido a la aleatoriedad del viento, no serán analizados en éste trabajo de grado.

1.6. Estructura del trabajo de grado

El trabajo de grado está organizado de la siguiente forma. En el Capítulo 2 se tratan los diferentes sistemas de conversión de energía presente en el viento en energía eléctrica, se describen sus partes constitutivas y las normativas para la integración a la red existente.

En el capítulo 3, se estudian diferentes tipos de metodologías para la compensación de potencia reactiva, con especial énfasis en el control de potencia reactiva según la teoría ABC.

El capítulo 4, se describen diferentes tipos de convertidores, con especial énfasis en los convertidores DC/AC y en particular se describe la modulación por histéresis.

En el capítulo 5, se propone un modelo de compensación de potencia reactiva para las turbinas Tipo-A. Se muestran los resultados obtenidos mediante simulaciones del modelo propuesto.

Por último, en el capítulo 6, se discuten los resultados de la metodología propuesta, sus falencias y ventajas. Se proponen aspectos a mejorar y trabajos futuros a partir del sistema de compensación propuesto.

Capítulo 2

Generación eólica

2.1. Generalidades

Las consecuencias del uso de energías provenientes de recursos no renovables ya sean carbón, petróleo, gas natural se evidencian en el calentamiento global, lluvias ácidas y en la emisión de gases de efecto invernadero. Esto ha llevado en las últimas décadas a desarrollar investigación en el uso de diferentes fuentes de energía eléctrica renovables, como son la solar fotovoltaica, pequeñas centrales hidroeléctricas y turbinas eólicas, tanto en alta mar como en dentro de la costas [11].

A diferencia de generar energía eléctrica con combustibles fósiles, la generación de electricidad a partir del viento no causa problemas de calentamiento atmosférico, gases de efecto invernadero como emisiones de CO_2 , no se considera un riesgo para la salud humana, animal o vegetal, no produce los efectos de la radiactividad [12]. Como ejemplo del impacto ambiental positivo, en el Reino Unido la generación de energía a partir de turbinas eólicas previene la emisión a la atmósfera de alrededor es de 2.9 millones de toneladas de CO_2 [12].

En los últimos años, la producción de electricidad mediante el uso del viento como fuente primaria de energía ha aumentado considerablemente. En la última década la capacidad instalada mundialmente ha pasado de 39295 MW en el 2003 a 318105 MW, que corresponden al 3% total de la energía instalada en ese año [11].

Los países con mayor penetración de energía eólica en el mundo se encuentran en la unión europea y norteamérica. El país que encabeza la lista es Alemania, seguido de Dinamarca y España. En sur América, a pesar del potencial en la zona, solo proyectos dentro de la costas han sido ejecutados [2].

2.2. Generación eólica en Colombia

En Colombia el gran potencial de generación eólica se encuentra en la costa ubicada en la zona norte del país, en especial en la región de la Guajira. Actualmente hay un parque eólico Jepirachi, con una capacidad instalada de 19.5 MW, representando el 0,12 % de la participación energética del país [13]. En el año 2014 se registraron 3 proyectos de generación eólica ante la Unidad de Planeación Minero Energética UPME, Casa eléctrica, Carrizal y Irrapai cuya capacidad suma en total 474 MW eólicos. La instalación de las centrales mencionadas reemplazarían 250MW térmicos de carbón o 300MW térmicos de gas natural, dependiendo del escenario [14].

Los costos de generación en Colombia se asocian al Cargo por Confiabilidad, que busca asegurar el suministro del país en tiempos de estiaje, ya que éste es en su mayoría hidroeléctrico. Por medio de subastas se eligen las obligaciones de energía firme para que cada central de generación se encargue de suministrar la cantidad pactada, cuando el precio de bolsa del mercado eléctrico colombiano supere el precio de escasez en tiempo de poco recurso hídrico [13, 14].

Las características para el cargo por confiabilidad de los parque eólicos en Colombia, se basan en que se tratan dichos generadores eólicos como centrales a filo de agua, y no almacenan energía. Para las centrales que no cuentan con información del viento se toma el caso del parque Jepirachi, se dice que están en capacidad de suministrar una energía firme base de 6 % de su capacidad efectiva neta con el 100 % de probabilidad de ser superado, o una energía firme base de 7,3 % de su capacidad efectiva neta con un 95 % de probabilidad de ser superado. Mientras que para las que cuentan con información del viento con mas de 10 años de información, se sigue el procedimiento descrito en [13] para saber los valores de energía firme [13].

2.3. Potencial del Viento

2.3.1. Aleatoriedad del viento

Las grandes corrientes de aire se mueven debido a los cambios de temperatura de las mismas. Éste efecto puede ser visto de una manera global o regional. Las corrientes de aire regionalmente depende de los accidentes topográficos, que ocasionan turbulencias en las turbinas que se evidencian en la energía cinética almacenada en el rotor [2].

El comportamiento en la velocidad del viento es aleatorio, dependiendo de diferentes factores climatológicos a corto plazo (como las brizas del mar, variaciones de temperatura

durante el día), topográficos en la capa baja de aire donde se instalan las turbinas. También, las variaciones del viento son a través de los periodos anuales [2].

Diferentes estudios muestran que la potencia extraíble del viento en periodos de 20 años, presentan desviación estándar del 10%. No obstante, el periodo de vida de una turbina es de unos 25 años, lo que hace que los proyectos de las granjas eólicas o de las diferentes disposiciones de los generadores en generación distribuida, no se vean afectados por dichas variaciones temporales del viento [2].

2.3.2. Potencia aprovechable del viento

La potencia del viento es el total de energía disponible en el aire por unidad de tiempo [2]. Las turbinas eólicas extraen la potencia cinética del viento, a través del área barrida por las aspas en el caso de una de eje horizontal [3]. La ecuación 2.1 relaciona la potencia disponible en el flujo de aire con la velocidad, la densidad y el área perpendicular [2, 3]:

$$P_{viento} = \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad (2.1)$$

donde:

- P_{viento} en Vatios
- ρ es la densidad del aire.
- A es el área perpendicular a las aspas de la turbina de eje horizontal en m^2
- V es la velocidad del viento que inside en la turbina en $\frac{m}{s}$.

La densidad depende de la altitud sobre nivel del mar, la temperatura y la presión atmosférica cuyo valor estándar es de $1,225 \frac{kg}{m^3}$ [2, 3]. Si la turbina no está perpendicular a la dirección de la velocidad del viento, la potencia generada se verá disminuida. Por tal razón las turbinas de gran envergadura cuentan con sistema de rotación que garantiza la perpendicularidad.

La potencia del viento es convertida en energía rotacional en el eje del rotor de la turbina. Como resultado de esta conversión, el flujo de viento incidente en la turbina pierde velocidad, de lo que se deduce que la turbina no extrae la totalidad de la potencia contenida en el flujo de aire. Si la turbina convirtiese la totalidad de la potencia contenida en el aire, la masa de aire se acumularía en el área barrida por las aspas de la turbina y congestionaría el flujo del aire entrante [2].

El límite teórico para la mayor extracción de potencia del viento por la turbina reduciendo la velocidad del mismo, fue descubierto por Betz en el año 1926 [2]. La potencia máxima extraíble por la turbina a partir del viento, despreciando las pérdidas, es tan solo del 59 % como se muestra en la siguiente expresión [2, 3]:

$$P_{viento} = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_P \quad (2.2)$$

El C_P es conocido como el *Coefficiente de desempeño*, y representa la eficiencia de la extracción de la energía de la turbina. La ecuación 2.2 relaciona la velocidad con la que el flujo de aire golpea la turbina, con la velocidad que pierde dicho flujo cuando sale de la misma, donde $a = \frac{V_2}{V_1}$ relaciona la velocidad con la que sale el flujo de aire de la turbina sobre la velocidad con la que entra. El desempeño máximo de una turbina eólica real es del orden de 25 % al 45 % [2, 3].

$$C_P = \frac{1}{2} (1 + a)(1 - a^2) \quad (2.3)$$

La figura 2.1, muestra la gráfica del coeficiente de desempeño, en función de a

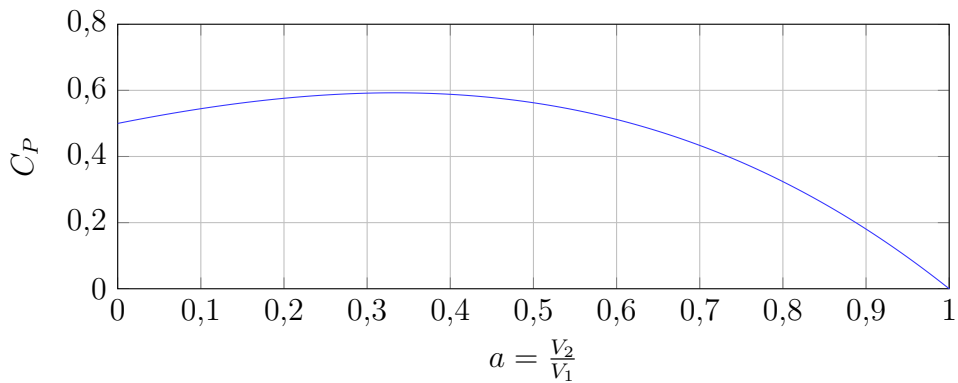


Figura 2.1: Desempeño de la turbina

El coeficiente de desempeño depende del diseño de las aspas y el ángulo de inclinación de las mismas en lo que representa un control pasivo y activo de la potencia activa que se puede aprovechar del viento [2,3]. Lo anterior asegura que se extraiga el máximo posible de potencia del viento a diferentes velocidades del mismo, y permite derramar el viento excedente cuando la velocidad del mismo supere el límite de seguridad [3]. En la ecuación 2.5, se muestra el

coeficiente de desempeño en una turbina real el cual depende del ángulo de inclinación de las aspas β , y un factor λ que depende del diámetro barrido por las aspas, la velocidad angular de las misma como muestra la ecuación 2.4 [3].

$$\lambda = \frac{\omega_m}{V_w} \left(\frac{\Phi}{2} \right) \quad (2.4)$$

$$C_P(\lambda, \beta) = \frac{1}{2} \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0,4\beta - 5 \right) e^{\frac{-21}{\lambda_i}} + 0,001\lambda \quad (2.5)$$

donde

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1}} \quad (2.6)$$

La figura 2.2, muestra la posición del ángulo β en las turbinas.

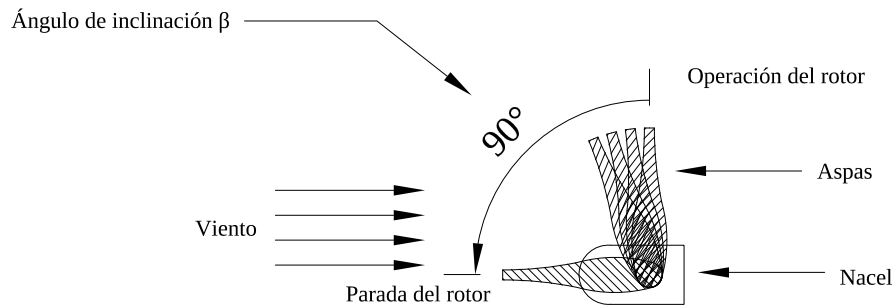


Figura 2.2: Ángulo de inclinación.

De lo anterior, y con base en la ecuación 2.2, se describe la *curva de potencia* que relaciona la potencia eléctrica generada con la velocidad del viento. La curva sigue la forma de la ecuación 2.2 desde la velocidad mínima de operación, la mitad de la velocidad nominal, hasta que la turbina alcanza la velocidad nominal produciendo la potencia nominal de la máquina en el MTP. A partir de allí se limita la potencia generada disminuyendo el C_P controlando el ángulo de inclinación de las aspas o por diseño. Por seguridad, la turbina se apaga aproximadamente a tres veces la velocidad nominal de la turbina [3].

La figura 2.3 muestra una curva típica para una turbina de $100kW$ de potencia, donde la velocidad mínima es de alrededor de $5 \frac{m}{s}$, la nominal de $12 \frac{m}{s}$ y la velocidad de máxima admisible $20 \frac{m}{s}$.

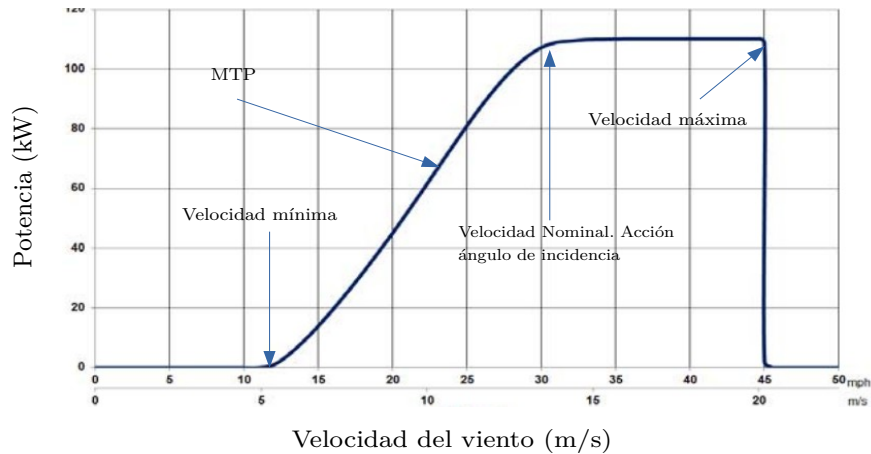


Figura 2.3: Curva de potencia para una turbina de 100kW.

2.4. Tipos de turbinas eólicas

La clasificación de las turbinas es de acuerdo al tipo de control de potencia activa, velocidad de operación, tipo de generador eléctrico. La velocidad de operación del generador puede ser fija o variable, dependiendo de que si el generador es síncrono o asíncrono y del control de potencia activa del mismo [2, 3].

2.4.1. Turbinas Tipo-A

Está compuesta por un generador de inducción jaula de ardilla, conectado a la red directamente mediante un transformador. El esquema convencional de una turbina eólica tipo-A es la turbina de tres aspas de eje horizontal, la caja de velocidades conectada al eje de rotor, el generador jaula de ardilla y el transformador para la conexión a la red. Es necesaria la conexión de un arrancador suave para la construcción del flujo magnético y minimizar las corrientes de inrush al arranque de la máquina, como se muestra en la figura 2.4 [2, 3, 11].

Es necesario igualmente un banco de condensador para la compensación de energía reac-

tiva, ya que el generador de inducción necesita crear el campo magnético giratorio para el funcionamiento. Para el control de la potencia activa, se puede usar tanto el control pasivo como activo de las aspas [2].

Entre las mayores desventajas de este tipo de generadores se enumeran las siguientes:

- La velocidad del generador de inducción jaula de ardilla no es controlable, lo que limita la máxima extracción de energía del viento [11].
- La calidad de la energía se ve degradada debido a las fluctuaciones en el par electromecánico de la máquina debidas a las variaciones de viento [2, 11].
- Las alteraciones en la potencia eléctrica debidas a las variaciones del viento, en las redes débiles, producen cambios en la tensión del punto de conexión; lo que significa en mayor corriente debida al incremento de reactivos necesarios por la máquina y aumento de pérdidas del sistema [2, 11].
- Es necesaria la caja de velocidades, capaz de soportar fuertes esfuerzos mecánicos producidos por las variaciones del viento. Lo anterior también ocasiona pérdidas de potencia por fricción [2, 3].

2.4.2. Turbinas eólicas Tipo-B

Es conocido como turbina eólica del tipo velocidad límite variable, debido a que se puede controlar la velocidad de generador de inducción devanado WRIG mediante los anillos deslizantes conectados al rotor que controlan el deslizamiento de la máquina de inducción. El esquema cuenta con una turbina de eje horizontal de tres aspas, caja de velocidades, generador de inducción rotor devanado que cuenta con resistencias variables para ajustar el deslizamiento y controlar la potencia activa del sistema, al igual que un arrancador suave para evitar corrientes de inrush y magnetizar los flujos magnéticos al iniciar la maquina. Ver figura 2.4b [2].

Al igual que el SCIG, necesita sistema de compensación de reactivos como un banco de condensadores [11]. La variación en la velocidad puede ser por encima de la velocidad de sincronismo en un 10 % de su valor nominal [2, 11].

Algunas desventajas frente al SCIG, son los anillos deslizantes y las escobillas que se utilizan para la conexión de las resistencias variables al rotor. Aunque empresas danesas han desarrollado un sistema llamado OptiSlip[®], que cambia la resistencia del rotor usando un control óptico y así eliminando la necesidad de anillos deslizantes y escobillas [2].

2.4.3. Turbinas eólicas Tipo-C

Se conocen como los sistemas de generación eólicos doblemente alimentados DFIG, ya que se componen de un generador de inducción de rotor devanado WRIG cuyo rotor está conectado a la red mediante un convertidor parcial de frecuencia AC/AC; mientras el estátor de la máquina es directamente conectado a la red [2,11]. Se compone al igual que los anteriores, de una turbina de tres aspas de eje horizontal, el convertidor parcial para la conexión del rotor. Se integra a la red mediante un transformador que conecta tanto al rotor como al estátor, y ésta puede ser mediante un transformador tri-devanado o al mismo nivel de tensión [2,11].

El convertidor parcial de frecuencia es el encargado de compensar la potencia reactiva necesaria para la máquina de inducción, además de proporcionar arranque a la máquina y una conexión suave con la red. Las turbinas eólicas tipo C están en capacidad de operar a velocidades del viento de por encima y por debajo de la velocidad síncrona de la máquina en un 30%. Dicho convertidor está en la capacidad de controlar también la potencia activa suministrada a la red [2,11].

Entre sus desventajas se encuentra:

- Es necesario el uso de escobillas y de anillos deslizantes en el DFIG, lo que lleva a mantenimientos constantes, constantes fallos de la máquina y a pérdidas eléctricas por las chispas provocadas [2,11].
- El DFIG es severamente afectado por las variaciones en la tensión de la red, es por ello usado en redes robustas cuando se conecta directamente a la red. Las estrategias para el control de dicho problema son difíciles de afrontar [11].

Las turbinas tipo C se muestran en la figura 2.4c

2.4.4. Turbinas eólicas Tipo-D

Este tipo de turbinas es conocido como turbinas de velocidad variable con convertidor completo de frecuencia [2]. Se caracterizan por estar conectados a la red mediante un convertidor AC/DC/AC o back-to-back. Éste es el encargado tanto de la compensación de potencia reactiva en las máquinas síncronas como de una conexión suave con la red, que actúa frente a las corrientes de inrush y a creación del flujo magnético inicial, como se muestra en la figura 2.4d [2,11].

Algunos cuentan con caja de velocidades después de la turbina de tres aspas de eje horizontal. El generador puede ser síncrono o asíncrono de los tipos SCIG, PMSG, WRSG, WRIG [11].

Los tipos WRSG y WRIG presentan la desventaja de que producen pérdidas eléctricas debido a las escobillas y anillos deslizantes, además de requerir constante mantenimiento [11]. Los generadores de imanes permanentes PMSG presentan muchas ventajas, entre las cuales vale la pena resaltar al ausencia de pérdidas por rozamiento, reducción del ruido, la ausencia de excitación y de caja de velocidades. La gran desventaja de los PMSG en el momento es el elevado costo de los materiales ferromagnéticos, por ende no son comercialmente explotados y poco difundidos, y solo empleados en aspectos de investigación [11].

En el caso de las turbinas tipo D con SCIG y las ventajas y desventajas ya nombradas, al conectar el convertidor completo, éste presenta mayor consumo de energía y mayor coste de montaje respecto ala conexión del mismo generador en turbina tipo A [11].

En [11], se puede encontrar una comparación entre las tecnologías de turbinas eólicas básicas. La tecnología que se usa por su poco peso y volumen sería la del tipo A. Según la eficiencia y costo de las tecnologías, la mas barata pero menos eficiente es la tipo A, al contrario que aquellas que usan generadores PMIG y WRSG son mas eficiente pero mas costosas. Las más confiables son aquellas que usan maquinas de imanes permanentes, por su poco mantenimiento entre otros factores, correspondientes al tipo D [11].

Entre las nuevas tecnologías para la conversión de energía eólica, se encuentra DFIG sin escobillas, conocido por sus siglas en ingles como BDFIG. También máquinas de imanes permanentes que cuentan con estátor magnético. Tecnologías que usan superconductores también están siendo desarrolladas. Para conocer en detalle éste tipo de innovaciones se recomienda [11]

2.5. Integración a la red eléctrica de turbinas Tipo-A

La integración de las nuevas fuentes de energía al sistema eléctrico, se debe hacer bajo parámetros técnicos y legales, teniendo en cuenta las premisas de calidad, confiabilidad, servicios secundarios que le puedan ofrecer a a la red. Dichos lineamientos varían, ya que en muchas regiones los niveles de tensión y frecuencia de las redes están establecidos de acuerdo al país [2, 3].

Al igual que para la conexión tanto de las cargas industriales, comerciales o residenciales y para la conexión de los nuevos generadores eólicos, es necesario establecer niveles de tensión, potencia y disponibilidad del servicio, de manera que se haga con el menor costo posible pero con la mayor disponibilidad y rentabilidad.

Los generadores eólicos conectados a la red, varían su potencia constantemente por la aleatoriedad del viento, que el sistema anterior ve como aumentos y decrementos en la demanda, lo que ocasiona cambios constantes en la frecuencia eléctrica. Por ello es importante

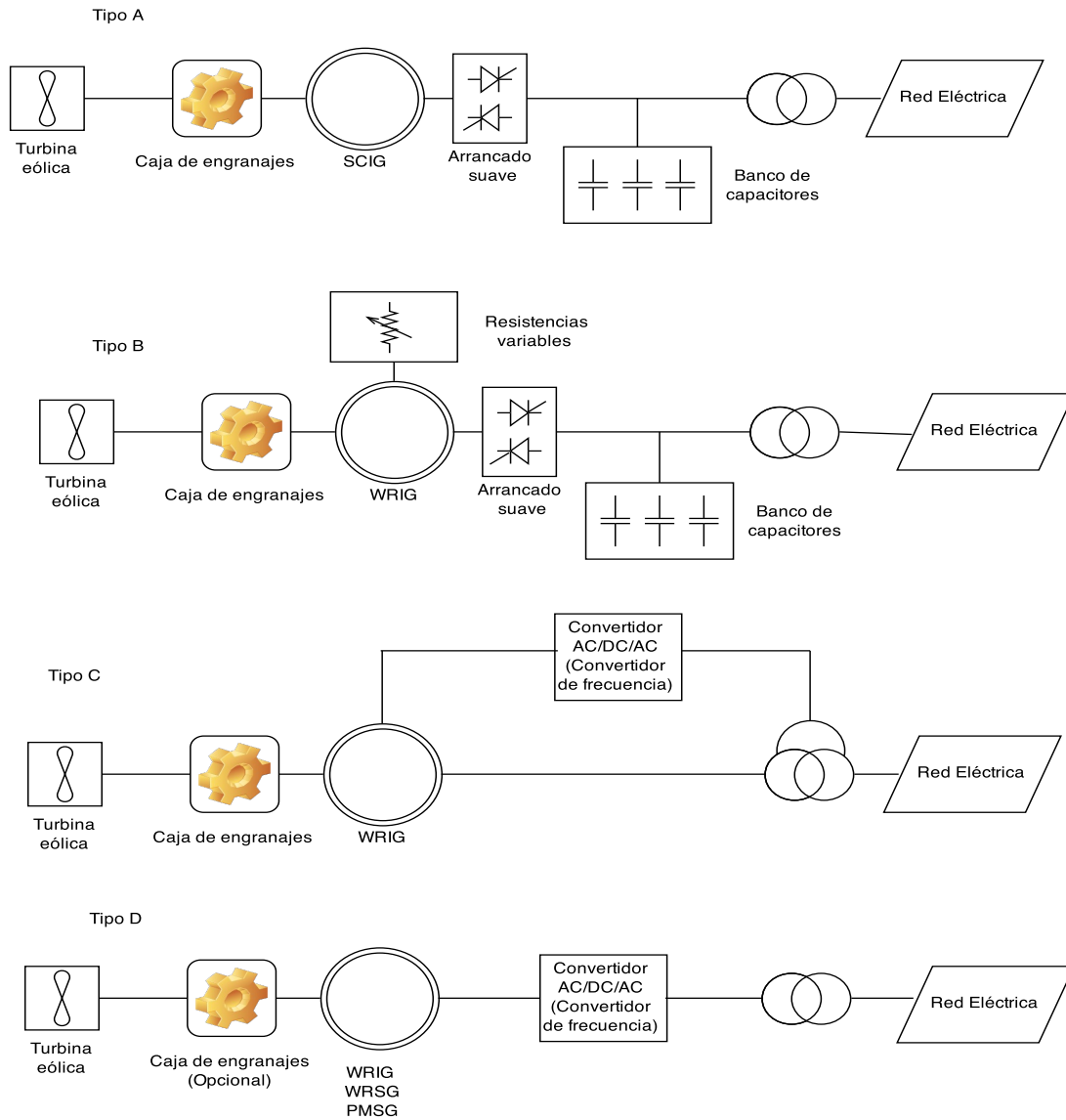


Figura 2.4: Diferentes tipos de sistemas de conversión eólicos

un sistema de control más sólido que responda a los nuevos requerimientos impuestos por la inclusión de los generadores eólicos [2].

El mercado energético se ve alterado por la introducción de los generadores eólicos, ya que la inclusión de los generadores altera el balance entre costo de la disponibilidad y la calidad del servicio. Si las condiciones del viento lo permiten, la disponibilidad de los generadores eólicos es suficiente para evitar la desconexiones de carga, que le acarrearán severas multas a los agentes generadores transmisores y distribuidores del servicio eléctrico. El costo en la generación se ve alterado con la inclusión de los generadores eólicos ya que el costo de producción de la energía a partir del viento es muy bajo [2].

La integración de las turbinas eólicas tipo-A a la red, altera la dinámica y estabilidad del sistema eléctrico, ya que estas usan un generador de inducción de jaula de ardilla. La principal razón para usar generadores de inducción por encima de los síncronos en los sistemas de generación eólicos, es que los últimos operan a velocidad constante haciendo la integración entre generador y red rígida, y debido a las alteraciones en la velocidad del viento, somete tanto a la turbina como a la caja de engranajes a esfuerzos mecánicos que reducen el desempeño del sistema. Para evitar lo anterior se busca docilidad entre turbina, generador y red [15].

La conexión del generador de inducción a la red es más suave que la del generador síncrono, lo que la hace ideal para las variaciones del viento en sistemas eólicos.

Debido a los cambios de velocidad del viento, en los sistemas eólicos tipo-A o FSIG, se suele ajustar el número de polos para permitir ajustar la velocidad fija de este tipo de generadores a dos velocidades de operación del sistema [15].

La forma como el sistema ve los generadores eólicos tipo-A, es como un sistema masa, resorte amortiguador, como se ve en la figura 2.5. El amortiguador representado en el *coeficiente de amortiguación* D_c es el que permite una conexión más flexible del generador de inducción a la red. Este coeficiente, se controla con el cambio de la resistencia del rotor [15].

La ecuación 2.7, relaciona el par motor de manera aproximada cuando el deslizamiento sufre pocas variaciones [15].

$$\tau_m = \frac{3V^2}{\omega_{sm}} \cdot \frac{1}{R'_2} \cdot s = D_c \Delta\omega \quad (2.7)$$

Donde ω_{sm} es la velocidad angular de sincronismo, R'_2 , la resistencia del rotor, D_c es coeficiente de amortiguación, $\Delta\omega$ es la diferencia entre la velocidad síncrona y del rotor, V es la tensión en el punto de conexión entre al red y el generador [15].

La figura 2.6, muestra un modelo aproximado del circuito equivalente de la conexión del generador y la red, donde R_1 es la resistencia equivalente que representa el estator y a la red, X_1 es la reactancia equivalente que tiene en cuenta la reactancia de la red y la del estator,

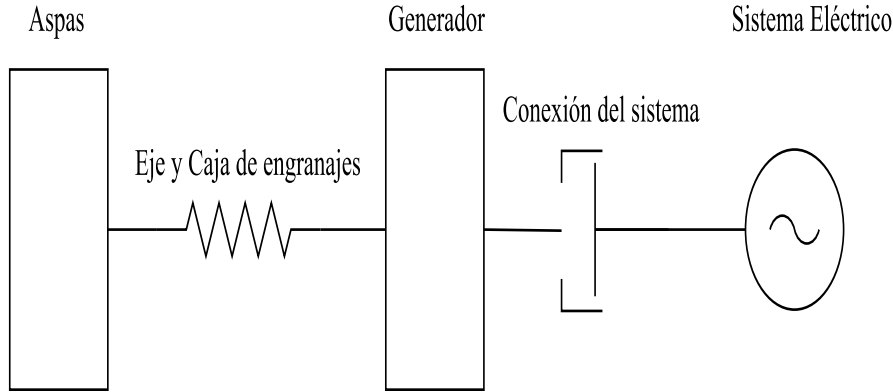


Figura 2.5: Conexión turbina tipo A a la red: equivalente mecánico

mientras R'_2 y X'_2 representan la resistencia y la reactancia del rotor, X_m representa la reactancia de magnetización que expresa la cantidad de potencia reactiva que necesita de la red la máquina para crear flujo magnético [15]. La resistencia de la red y la reactancia, representadas en R_1 y X_1 respectivamente, afectan a nivel de distribución el circuito equivalente del generador. Si la red es robusta, la reactancia entre el generador y la red es pequeña, por lo tanto producen un alto nivel de corto circuito. De otro lado una red débil se caracteriza por tener reactancia grande y por ende poco nivel de corto circuito [15]. En redes de distribución, se aprecia más el efecto resistivo que el inductivo, debido a que la relación $\frac{X}{R}$ es alterada, pasando de un valor típico de 10 a uno de 2.

Es sabido que las máquinas de inducción siempre necesitan de la potencia reactiva desde la red. La cantidad de esta potencia depende de las condiciones de la carga, si hay poca condición de carga se necesitan de muchos reactivos, si hay mucha se necesitan pocos reactivos [15].

La estabilidad de la máquina de inducción se puede ver reflejada en su curva par-velocidad de la figura 2.7. El punto límite de estabilidad en la curva se encuentra en su pico de máximo par, mas allá de este punto se presenta la inestabilidad. El punto de máximo par se ve afectado por la reactancia del sistema, como muestra la ecuación 2.8

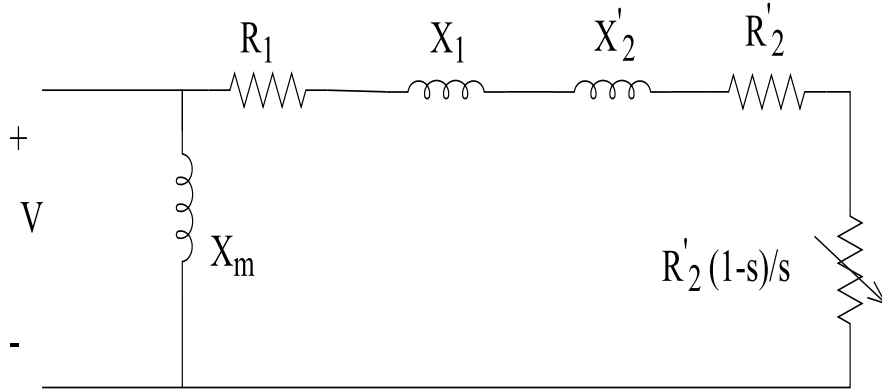


Figura 2.6: Circuito equivalente aproximado

$$\tau_{max} = \frac{3}{2\omega_{sm}} \cdot \frac{V_s}{R_1 + \sqrt{R_1^2 + (X_1 + X'_2)^2}} \quad (2.8)$$

X_1 contiene la reactancia del sistema. Si X_1 aumenta como consecuencia del aumento de la reactancia de la red, produce una reducción en el par y reduce la estabilidad del sistema. Esto ocurre en redes débiles como la de distribución. Otro factor que altera el punto de máximo par es la tensión del sistema V_s , si aumenta reduce el punto de máximo par.

El deslizamiento es otro factor que altera el punto límite de estabilidad, y se afecta cuando cambia la resistencia del rotor. Si aumenta la resistencia R'_2 en la ecuación 2.9, opera la velocidad en la que opera el rotor modificando el punto de máximo par de la curva 2.7 haciendo mas suave la conexión [15].

$$S_{max} = \frac{R'_2}{\sqrt{R_1^2 + (X_1 + X'_2)^2}} \approx \frac{R'_2}{X_1 + X'_2} \quad (2.9)$$

El generador de inducción FSIG es visto como una carga negativa, esto significa que

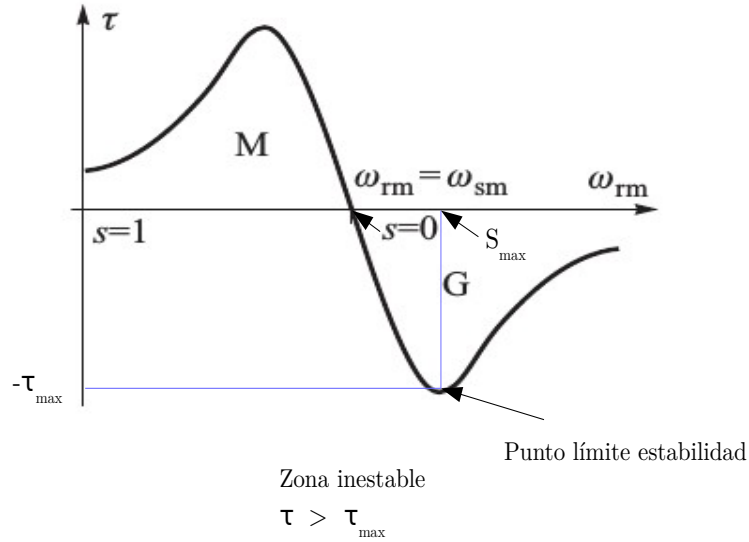


Figura 2.7: Curva par y velocidad de la máquina de inducción.

genera la potencia que puede, no contribuye al soporte de frecuencia y tensión, además de que es un sumidero de reactivos [15]. La potencia reactiva aumenta cuando el deslizamiento aumenta; al ocurrir fallos y posteriormente ser clarificados los FSIG tienen un efecto adverso en la recuperación de la tensión del sistema. Por ello, son desconectados al ocurrir caídas de tensión y se vuelven a conectar en operación normal del sistema [15].

Cuando ocurre una falla el par eléctrico cae a cero, acelerando el rotor e incrementando la velocidad del mismo como consecuencia de un aumento en el par mecánico. Si la falla es clarificada a tiempo, el generador opera en un punto sobre la curva 2.7 a un mayor par, deslizamiento y velocidad, pero en un estado estable y controlable donde se puede llevar a operar en el punto del sistema anterior [15]. Si el tiempo en restablecer la falla se prolonga, la velocidad sigue aumentando hasta el punto crítico de estabilidad, el de máximo par en la figura 2.7, que es cuando el par mecánico y eléctrico son iguales [15]. Si la falla se despeja a tiempo antes de este punto, el sistema opera establemente. Por el contrario, si la falla se despeja tiempo después de este, el sistema entra en la zona de inestabilidad de la figura 2.7 [15].

Cuando la falla es clarificada, la curva par-velocidad 2.7 tarda en restablecerse debido

a que el flujo magnético debe formarse de nuevo. Lo que produce que sea necesaria mayor potencia reactiva, y esto conlleva a caídas de tensión del sistema, reduciendo el pico de la curva 2.7. El límite de estabilidad puede ser incrementado cambiando la resistencia del rotor, ya que esto tiene el efecto de desplazar la curva par-velocidad 2.7 hacia la izquierda [15]

La compensación de potencia reactiva es importante para la estabilidad del sistema, ya que mejor el perfil de tensión y reduce las fluctuaciones en la misma, en un punto determinado del sistema. También es importante para la estabilidad del sistema debido a que mejora la cantidad de potencia activa que puede ser transmitida por la líneas y generada en la máquina. Además, controla momentáneamente las sobre-tensiones y evita apagones o desconexiones en el sistema [5].

Capítulo 3

Compensación de potencia reactiva

3.1. Generalidades

El buen manejo de la potencia reactiva es de suma importancia en los sistemas eléctricos de potencia, ya que al compensar ésta se mejora el desempeño de los sistemas AC en cuanto a los problemas de calidad se refiere [5]. Entre dichos problemas se encuentran las caídas de tensión en puntos críticos o en los sistemas de transmisión, reducción de componentes armónicas y mayor aprovechamiento de la potencia activa. También es sabido que la compensación mejora la estabilidad y las fluctuaciones de tensión en el punto de conexión de este tipo de sistemas, ya que estas son consecuencia de las variaciones de la potencia reactiva [5].

Los sistemas de compensación pueden ser serie o paralelo. El principio de los sistemas de compensación serie es modificar parámetros de transmisión o distribución. Mientras que en los paralelos modifican la impedancia equivalente de la carga. Las 2 formas mejoran el comportamiento de todo el sistema de potencia controlando eficientemente la potencia reactiva de la red [5].

Tradicionalmente, los sistemas de compensación utilizados son los bancos de condensadores y reactores conmutados mecánicamente, dispuestos para aumentar o absorber la potencia reactiva. También las máquinas rotativas como los compensadores síncronos para ser usados de igual manera [5].

Los FACTS usan las técnicas avanzadas de control para incrementar o disminuir las cantidades de potencia reactiva. Los dispositivos como los SVC y los STATCOM hacen parte de estos. Dispositivos como los TSC y los TCR son utilizados para controlar la cantidad de potencia reactiva de la red, y para ellos usan dispositivos basados en electrónica de potencia para la conmutación [5]. También, dispositivos auto-conmutados son usados para la compen-

sación de potencia, absorbiendo o generando la potencia reactiva. Dichos dispositivos usan modulación por ancho de pulso PWM; u otras técnicas; como estrategia de control de dichos dispositivos. [5].

En la turbinas eólicas donde se usan generadores de inducción, principalmente los de velocidad fija o tipo A, es necesario un mecanismo de compensación de potencia reactiva; ya que éste tipo de máquinas requieren dicha potencia para la construcción del campo magnético giratorio, que genera el par electromecánico en el rotor, a diferencia de las máquinas síncronas, que cuentan con sistemas de excitación para la construcción del campo magnético. Si no se compensa la potencia reactiva en las máquinas de inducción, éstas tomaran la potencia reactiva de la red a la que se conectan, y por ende, producen reducción en la calidad de la energía, variaciones en la tensión del punto de conexión y aumento de pérdidas por transmisión por la mayor componente reactiva de la corriente, debido al aumento de la potencia reactiva [3].

3.2. Definición de potencia reactiva

En los sistemas monofásicos, la potencia reactiva se define como la componente de la potencia instantánea que oscila al doble de la frecuencia fundamental del sistema, cuyo valor pico representa la cantidad de potencia reactiva. Ésta, es consecuencia del intercambio de energía magnéticas contenidas en las componentes inductivas del sistema, y la energía de campo eléctrico contenidas en la componentes capacitivas del mismo. Dicho intercambio, ocasiona aumento en las corrientes y por ende, pérdidas en el sistema de transmisión de energía; por tal motivo debe ser compensada [5, 16].

En sistemas trifásicos, la potencia es constante debida a que, en cierta medida, se compensa debido al desfase existentes entre las fases del sistema balanceado. Se dice que mientras en una de las fases la potencia reactiva es positiva, en las otras dos es negativa, lo que compensa y equilibra el valor de la potencia reactiva. En teoría, es posible compensar potencia reactiva trifásica sin necesidad de usar condensador. La representación de la potencia reactiva trifásica como tres veces la potencia monofásica, surge de la simplicidad de representar sistemas trifásicos como tres monofásicos, de allí los conflictos con su representación física [5, 16].

A causa de altos componentes electrónicos en los sistemas de potencia actuales, las formas de onda se ven distorsionadas, lo que conlleva a una nueva definición de potencia reactiva que tenga en cuanta la distorsión armónica de las ondas de tensión y corriente del sistema [16].

3.3. Sistemas de compensación

3.3.1. Banco ajustables de condensadores mecánicamente conmutados MSC

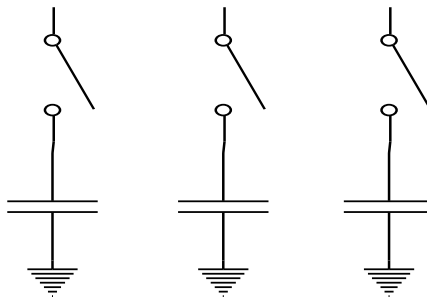


Figura 3.1: Banco de condensadores mecánicamente conmutados

Fueron inicialmente utilizados para compensar factor de potencia, en el naciente sistema de potencia en 1914 [5]. Consisten en bancos de condensadores que se conectan a la red mediante la conmutación de interruptores mecánicos, como se ve en la figura 3.1. Su objetivo es suministrar una corriente en adelanto y, de esta manera, compensar la corriente en atraso de la carga. Para su diseño, el factor más importante es la cantidad de potencia reactiva en atraso que describe la carga; y ésta se compensa conectando o desconectando los condensadores del banco mediante los interruptores, y así ajustar el factor de potencia a los límites admisibles. El control del factor de potencia no es de forma suave, por el contrario, es de manera discreta. Para mejorar esto, se mejora la conmutación mediante relés, pero ellos ocasionan grandes corrientes de energización y requieren constante mantenimiento [5, 6].

3.3.2. Condensador síncrono

Consiste en una máquina síncrona conectada al sistema de potencia, tanto al nivel de transmisión como de distribución. Tiene la posibilidad de inyectar o absorber potencia reactiva de la red. Proveen control continuo para el nivel de tensión en el punto de conexión

y control de la potencia reactiva. Fue popular en los últimos 50 años, ahora es raramente utilizado debido a diferentes desventajas. Una de ellas es que agravan las corrientes de corto circuito. También, no se adaptan rápidamente a los cambios en las condiciones de carga. Además, las pérdidas son mayores que en los sistemas de compensación estáticos, y son mas costosos. Una de sus ventajas es su alta capacidad a la sobrecarga temporal [5].

3.3.3. Compensadores estáticos de potencia reactiva SVC

Los SVCs consisten en elementos tradicionalmente usados en la compensación de reactivos, como condensadores y reactores, pero accionados con dispositivos semiconductores como son los tiristores, y así ofrecer un control más continuo y rápido, a diferencia de los MSC, de la potencia reactiva necesaria para el funcionamiento de la máquina de inducción. Este sistema de compensación a sido usado desde la década del 70. Se clasifican en dos tipos, los TSC que consisten en condensadores conmutados por tiristor, y los TCR que son reactores conmutados por tiristor [5,6].

3.3.4. Condensadores conmutados por tiristor TSC

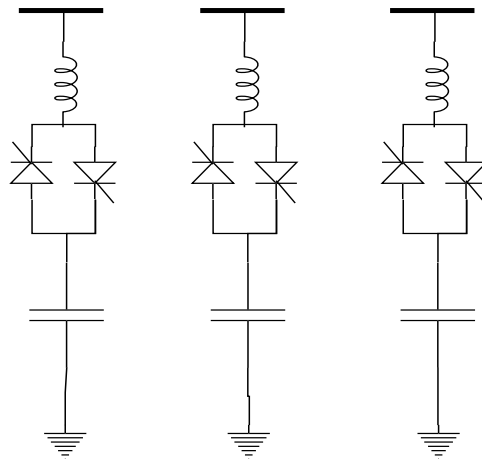


Figura 3.2: Condensadores conmutados por tiristor TSC

Consiste en un banco de condensadores de tres piernas, trifásicos, conectados al lado del generador, en el punto de conexión de la turbina eólica a la red, que son accionados y controlados por un interruptor estático formado por dos tiristores conectados en anti-paralelo, también conocidos como interruptor bidireccional de tiristores. Se muestran en la figura 3.2. Se acostumbra a introducir una pequeña inductancia para limitar las corrientes pico a través de los tiristores, corrientes de inrush y evitar la resonancia con la red. Los bancos de condensadores están dispuestos de manera discreta a pequeños pasos, que son accionados por el interruptor estático [5, 6].

La conmutación de los tiristores es controlada por el ángulo de disparo y la tensión que hay en ellos cuando es cero. Pero existen otros esquemas de conmutación que tratan de conectar suavemente los bancos de condensadores a la red que evitan transitorios y armónicos; por ejemplo, aplicar un ángulo de disparo en el instante donde la tensión de la red es mas negativo [5, 6].

Entre las ventajas que presenta este tipo de compensador, se destacan la posibilidad de mejor control discreto frente MSC, no produce armónicos ya que la componente transitoria de la corriente es atenuada eficientemente [5]. Por otra parte, se enumeran las siguientes desventajas: el control de la potencia reactiva no es continuo, su construcción es costosa ya que para cada banco de condensadores es necesario un interruptor estático bidireccional, la tensión en el tiristor que no conduce, la tensión inversa, es del orden del doble de la tensión de la fuente, lo que condiciona protecciones ante alteraciones en la tensión y fallas. Esta última desventaja se puede mejorar cambiando uno de los tiristores por un diodo [5].

3.3.5. Reactores conmutados por tiristor TCR

Consisten en tres ramas trifásicas; cada una compuesta por un inductor, un interruptor estático compuesto por tiristores en anti-paralelo, también puede incluir un condensador en paralelo y un filtro para armónicos de bajo orden. La figura 3.3 muestra su esquema [5, 6].

Los TCR son conmutados y controlados mediante el ángulo de disparo. Éste se encuentra entre un valor de 90 y 180 grados, siendo 90 el valor de máxima conducción y de mayor absorción de potencia reactiva. Cuando el ángulo aumenta, cambia la porción de potencia reactiva que se absorbe, y de esta manera se controla la potencia reactiva. El ajuste del ángulo de disparo de los tiristores se hace a tiempo discreto, cada medio ciclo como mínimo, ya que no se puede forzar el cambio antes. La conmutación genera diferentes armónicos de baja frecuencia [5, 6].

Los TCR presentan la posibilidad de control continuo, retraso de máximo de medio ciclo de la señal y muy pocos armónicos. Por otra parte, entre sus desventajas se enumeran la generación de armónicos de baja frecuencia y las grandes pérdidas cuando funciona en la

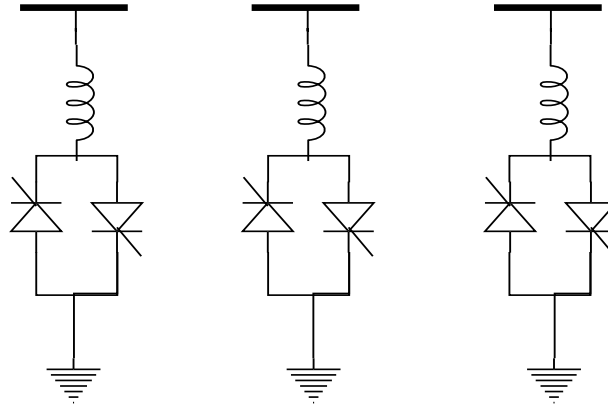


Figura 3.3: Reactores conmutados por tiristor TCR

región inductiva, es decir, absorbiendo potencia reactiva [5].

3.3.6. Combinación de TSC, TCR y condensadores ajustables

Existen distintas combinaciones que permiten mejorar el desempeño de los diferentes sistemas SVC. Se suele usar un condensador ajustable junto a un TCR para filtrar los armónicos debidos a las corriente, ya que éste se suele sintonizar como un filtro pasivo [5, 6].

Para obtener un control continuo y en un rango mas amplio de potencia reactiva, ya sea para la absorción o inyección de reactivos, se usan de manera combinada los TSC y TCR. Si se ajustan de manera adecuada, se logra prácticamente reducir el tamaño de los pasos hasta cambiar el control discreto por continuo. Entre sus particularidades también se encuentra la eliminación de los transitorios en la conmutación, eliminación de los armónicos. Su principal desventaja es el alto costo de montaje respecto a TSC y TCR independientes [5, 6].

3.3.7. Compensación serie TCSC

En grandes sistemas de transmisión de energía, como aquellos destinados a traer energía producida en parques eólicos lejos de las costas (offshore), es necesario el control en la trans-

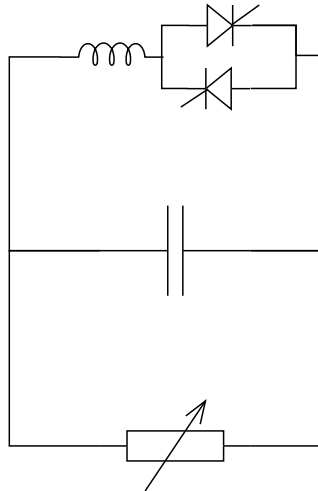


Figura 3.4: Esquema de potencia para compensación serie

misión de la potencia activa generada. Son usados los TCSC como los de la figura 3.4 para controlar el flujo de potencia activa y las caídas de tensión drásticas que pueden provocar colapsos del sistema. Los TCSC consisten en un conjunto condensador, inductor e interruptor estático bidireccional, que se conectan en serie ente los parques eólicos y los grandes sistemas de transmisión, que mejoran el desempeño de la red mediante la alteración de la reactancia inductiva o capacitiva. Así se logra acrecentar la estabilidad dinámica del sistema, mejorar la regulación de tensión y la potencia reactiva, y el flujo de potencia activa de la red [5, 6].

Estos sistemas también se caracterizan por mejorar la conexión entre los grandes sistemas de transmisión, reduciendo las oscilaciones y mejorando la respuesta amortiguada del sistema, y además reduce la resonancia subsíncrona entre los sistemas de transmisión y las grandes generadoras térmicas [5].

3.4. Compensadores estáticos síncronos STATCOM

Los STATCOM, son convertidores de tensión DC/AC cuyo principal componentes son dispositivos de electrónica de potencia auto-conmutados, en paralelo con diodos para evitar el flujo de corrientes inversas. La base de este tipo de convertidores son los *Voltage Source*

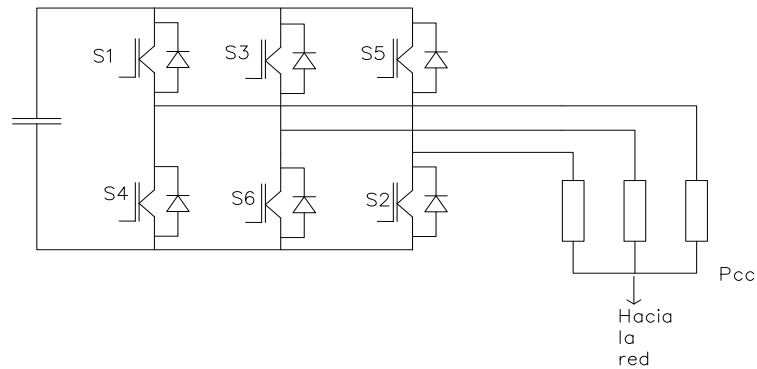


Figura 3.5: Esquema STATCOM basado en VSC

Converter o VSC, que su componente fundamental son los interruptores de estado sólido presentes en cada una de sus piernas. Dichos interruptores son operados con conmutación de onda cuadrada por ciclo, por modulación de ancho de pulso PWM a altas frecuencias por ciclo ó por esquemas de conmutación a bajas frecuencias para la selección específica de armónicos. Es necesario un condensador DC, el cual es el encargado de operar como fuente de tensión directa para el convertidor. La forma de tensión del condensador a la salida de STATCOM es alterna de múltiples niveles muy cercana a la sinusoidal. Este tipo de convertidores son capaces de operar como los TCR y los TSC, inyectando o absorbiendo potencia reactiva en el punto de conexión a la red, controlando la diferencia angular entre la tensión a la salida del STATCOM y la del sistema eléctrico al cual se conectan [17]. Para ello, usan estrategias de modulación como control por ancho de pulsos PWM y modulación por histéresis, las cuales se encargan de ajustar los niveles de tensión y el flujo de potencia reactiva en el punto de la red donde se conectan, incorporando diferentes teorías y modelos de compensación de potencia reactiva como lo son: teoría pq - dq , teoría ABC vectorial entre otras [5, 17].

El STATCOM es capaz de controlar potencia reactiva, siempre y cuando se ajuste adecuadamente el ángulo de desfase entre la tensión de salida del mismo y la red [17]. La tensión de salida del STATCOM es controlada por medio de la tensión DC del condensador, y esta puede ser ajustada por medio de la diferencia de fase entre la tensión del STATCOM y la

tensión del sistema, también mediante el cambio en la modulación [17].

Funcionalmente un STATCOM inyecta corriente casi sinusoidal en atraso o en adelante respecto a la tensión del sistema, y hace las veces de una reactancia inductiva o capacitiva en el punto de conexión con el sistema para controlar la potencia reactiva. El ángulo de la corriente es determinado por la diferencia entre la tensión del STATCOM y del sistema. Lo anterior asegura un control óptimo de la potencia reactiva [17]. Cuando la tensión AC del STATCOM es mayor que la del sistema, se dice que está funcionando como un condensador, mientras que si la tensión del STATCOM es menor a la de red se dice que está operando como inductor. Si las tensiones son iguales, no hay intercambio de potencia reactiva entre STATCOM y red, en un modo flotante [17].

Existen diferentes topologías dependiendo del nivel de tensión en donde se instalan los STATCOM. El mejoramiento en redes trifásicas es desarrollado por compensadores de 3 piernas y 6 pulsos, pero se puede mejorar el rendimiento del mismo usando convertidores de tipo matricial, los cuales se pueden conectar a niveles de tensión superiores, y el desempeño del sistema de compensación se ve en demasía mejorado [5, 17].

Comparado con los SVC, el desempeño en el uso de los STATCOM mejora en cuanto a la velocidad de respuesta, menos perturbaciones y mejor funcionamiento en niveles de tensión reducidos [5, 6, 17].

3.5. Filtros activos

La introducción de grandes cargas no lineales debido a la masificación de los dispositivos electrónicos en el sistema eléctrico, ha llevado a la introducción de armónicos tanto en la tensión como en la corriente del sistema de potencia, lo que reduce la calidad de la energía del sistema. Debido a lo anterior se evidencian problemas como bajo factor de potencia, menor cantidad de energía activa aprovechable, caídas en los perfiles de tensión, que afectan tanto al usuario como a los agentes del sistema [18–20].

Tradicionalmente, se ha usado para la solución de dichos problemas redes LC , que funcionan como filtros pasivos. Estos a pesar de ser de bajo costo y fácil configuración, presentan problemas de resonancia serie y paralelo con la impedancia de la fuente que conducen a introducir armónicos en el punto de común conexión. Es por ello que se usan los filtros activos, que presentan mayor desempeño y no contienen los efectos adversos de los filtros pasivos [20].

Los filtros activos se asemejan en su construcción a un STATCOM, y tienen como base los convertidores de fuente de tensión VSC como los de la figura 4.1. Los filtros constan de un convertidor que puede ser monofásico o trifásico, basados en interruptores de electrónica de potencia como son los IGBT o GTO, elemento que almacena de energía que hace las veces

de fuente de tensión DC como un condensador, un controlador que se encarga de dictar el esquema de compensación de armónicos y sensores los cuales llevan información de las condiciones de la red al controlador para su posterior procesamiento. Los filtros activos funcionan inyectando una corriente al sistema, que contrarresta el contenido armónico existente en la red. Su principal diferencia radica en el hecho de que los filtros activos son concebidos para la mitigación de los problemas asociados a las componentes armónicas, y además de compensar la potencia reactiva LC [19, 20].

La configuración de los componentes en los filtros pasivos no son fuertes y perdurables contra las variaciones de frecuencia de sintonización, lo que genera que en su fabricación se tengan en cuenta grandes tolerancias que hacen menos eficiente el filtro [20]. Por el elevado costo en la parte DC del filtro activo, que por lo general es un condensador que funciona como fuente de tensión DC y elemento que almacena energía, el costo asociado a los filtros activos es elevado y su penetración en las redes de distribución dificulta. Por otra parte, se suelen colocar filtros híbridos los cuales poseen filtros pasivos. En estos híbridos, los componentes pasivos se encargan principalmente de la corrección del factor de potencia, mientras que la parte activa se encarga de la compensación de los componentes armónicas [19, 20].

3.6. Teoría de compensación

Las teorías de compensación a describir en esta sección, se basan en la corriente de línea que inyecta el compensador. Para ello, en la figura 3.6 se muestran las corrientes del generador, las de línea y la corriente de compensación. Las corrientes de línea que alimentan la red son $I_k - I_{qk}$, correspondientes a la diferencia entre las corrientes generadas I_k , y las inyectadas por el convertidor I_{qk} , en donde $k \in \{A, B, C\}$ con A, B, C fases.

3.6.1. Teoría clásica

Existen teorías de compensación clasificadas de acuerdo al marco de referencia, ellas son la teoría pq-dq, y la teoría ABC. La teoría pq se basa en la transformada de Clark para definir la potencia reactiva y demás variables en un marco de referencia estacionario α, β . La teoría dq, se basa en los mismos principios que la teoría pq, pero en un marco de referencia rotacional, lo que permite alcanzar la forma sinusoidal deseada de la corriente [16].

La ecuación en la que se apoyan dichas teorías se muestra en 3.1, donde las corrientes inyectadas por el compensador son las que se muestran. Éstas se encargan de compensar la potencia reactiva y reducir el contenido armónico presente en la componente activa de \tilde{p} . Aunque las teorías basadas en el marco de referencia pq-dq son las más utilizadas, tienen

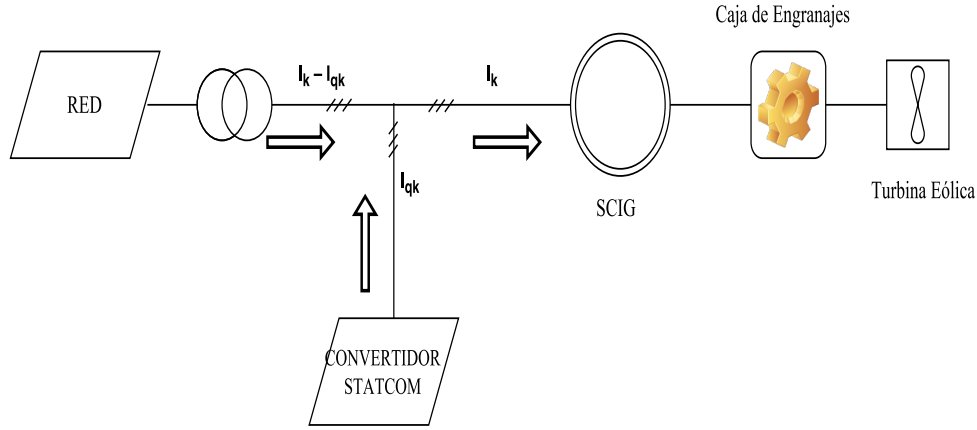


Figura 3.6: Esquema del sistema donde se muestran las corrientes a optimizar

diversas desventajas, por ejemplo, pérdida de generalidad por omitir la secuencia cero en la transformada de Clark y por ende, funcionan en condiciones de des-balance de tensión pero no en des-balance de corrientes. Por otra parte, existe la posibilidad de compensar la potencia reactiva solamente, o el contenido armónico presente en \tilde{p} u operar como un filtro activo [16].

$$\begin{pmatrix} I_{\alpha q} \\ I_{\beta q} \end{pmatrix} = \frac{1}{V_{\alpha}^2 + V_{\beta}^2} \begin{pmatrix} V_{\alpha} & V_{\beta} \\ V_{\beta} & -V_{\alpha} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} -\tilde{p} \\ -q \end{pmatrix} \quad (3.1)$$

La ecuación 3.1 muestra las corrientes que el esquema de compensación de potencia reactiva basado en la teoría PQ debe producir, para que el convertidor inyecte las corrientes de compensación I_{qk} y la corriente de línea vista por la red sea $I_k - I_{qk}$. En algunos casos se obtiene una potencia constante y corriente sinusoidal, a pesar del desbalance en el sistema trifásico y contenido armónico debido a carga no lineal, y potencia reactiva desbalanceada causada por generadores de inducción.

3.6.2. Esquema 1: teoría de compensación ABC

La teoría ABC usa como marco de referencia las corrientes y tensiones trifásicas, lo que ocasiona de manera natural la compensación de las corrientes de secuencia cero. La

manera tradicional de la teoría ABC es presentada de forma vectorial, pero también se puede mostrar como un problema de optimización matemática, donde se minimiza la corriente de línea y como consecuencia las pérdidas del sistema. Dependiendo de las restricciones del sistema, se logran diferentes objetivos de compensación como la reducción de armónicos de la corriente [16]. En [16], se presentan varios objetivos del modelo de optimización para la compensación.

La figura 3.6, muestra las corrientes de línea involucradas en el problema de optimización matemática. En consecuencia, las pérdidas por transmisión y el factor de potencia se ven reducidos.

El problema de optimización se presenta en la ecuación 3.2, que minimiza las corrientes de línea del lado de la red. Al minimizar éstas, se reducen las pérdidas por transmisión de la red. Es sabido que un aumento de la potencia reactiva produce un aumento de las pérdidas; así que al minimizar la corriente de línea, compensa la potencia reactiva del lado de la red [9, 16].

$$\text{mín } f_{\text{objetivo}} = \sum_{k \in \{A, B, C\}} (I_k - I_{qk})^2 \quad (3.2)$$

$$\text{sujeto a } \sum_{k \in \{A, B, C\}} (V_k \cdot I_{qk}) = 0 \quad (3.3)$$

donde:

- I_k son las corrientes generadas por el sistema eólico.
- I_{qk} son las corrientes inyectadas por el convertidor.
- V_k Tensión en el punto de conexión.

La ecuación 3.3, muestra que en condiciones de balance, la potencia instantánea inyectada por el compensador es cero; lo que muestra también que el esquema de compensación paralelo no requiere de almacenamiento de energía [16]. El convertidor sólo se encarga de suplir la potencia reactiva necesaria por el generador eólico, y no de la potencia activa.

Resolviendo el problema de optimización, la función Lagrangeano toma la siguiente forma

$$\mathcal{L}(I_{qk}, \lambda) = \sum_{k \in \{A, B, C\}} (I_k - I_{qk})^2 + \lambda \sum_{k \in \{A, B, C\}} (V_k I_{qk}) \quad (3.4)$$

donde λ es el multiplicador de Lagrange sujeto a las restricciones. Se deriva la ecuación 3.4 con respecto a las variables I_{qk} y λ e igualando a cero

$$\frac{\delta \mathcal{L}}{\delta I_{qk}} = -2(I_k - I_{qk}) + \lambda V_k = 0 \quad \forall \quad k \in \{A, B, C\} \quad (3.5)$$

donde el subíndice $k \in \{A, B, C\}$ cada una de las fases del sistema trifásico.

$$\frac{\delta \mathcal{L}}{\delta \lambda} = \sum_{k \in \{A, B, C\}} V_k I_{qk} = 0 \quad (3.6)$$

que representa la potencia instantánea del sistema trifásico es cero.

Pre multiplicando la ecuación 3.5 por V_k se obtiene

$$-2I_k V_k + 2V_k I_{qk} + \lambda V_k^2 = 0 \quad \forall \quad k \in \{A, B, C\} \quad (3.7)$$

y sumando cada una de las fases en 3.7 se obtiene

$$-2 \sum_{k \in \{A, B, C\}} (I_k V_k) + 2 \sum_{k \in \{A, B, C\}} (V_k I_{qk}) + \lambda \sum_{k \in \{A, B, C\}} (V_k^2) = 0 \quad (3.8)$$

Se resaltan dos términos importantes en la ecuación 3.8. El primero $\sum (I_k V_k)$, representa la potencia instantánea trifásica en el lado del generador P_L . El siguiente término a destacar es la potencia trifásica instantánea del convertidor $\sum (V_k I_{qk}) = 0$, debido a que en la restricción 3.3 se limita el convertidor a la compensación de potencia reactiva únicamente.

Mediante un simple cambio de variable, la expresión 3.8 se transforma en 3.9

$$-2P_L + \lambda \sum_{k \in \{A, B, C\}} V_k^2 = 0 \quad (3.9)$$

A partir de 3.9 se obtiene el multiplicador de Lagrange λ en la ecuación 3.10

$$\lambda = 2 \frac{P}{\sum (V_k^2)} \quad (3.10)$$

Dicho multiplicador es un factor de sensibilidad que permite una selección de los objetivos del problema de optimización matemática, como el requerimiento del almacenamiento de energía y las pérdidas por transmisión [16].

Con el resultado de la ecuación 3.10, a partir de la la ecuación 3.5 se tiene

$$-2I_k + 2I_{qk} + \lambda V_k = 0 \quad (3.11)$$

$$I_{qk} = I_k - \frac{\lambda V_k}{2} \quad (3.12)$$

Reemplazando 3.10 en 3.12 se obtiene 3.13. La ecuación 3.13 es el resultado del problema de optimización presentado [9, 16].

$$I_{qk} = I_k - \frac{P_L}{\sum (V_k^2)} \cdot V_k \quad (3.13)$$

Donde la corriente I_{qk} es la corriente a compensar en cada una de las fases; I_k son las corrientes de línea provenientes del generador; V_k es la tensión en el punto de conexión de la carga, el sistema de compensación y la red.

3.6.3. Esquema 2: Control de la potencia oscilante instantánea

Se modifica el problema de optimización para mantener la potencia de línea del sistema constante [9, 16]. Si la potencia instantánea de línea es como la ecuación 3.14

$$P_L = \tilde{P} + \bar{P} \quad (3.14)$$

donde \tilde{P} , es la potencia oscilante del sistema, cuya media es cero. Mientras la potencia media es \bar{P} y P_L es la potencia del generador.

El problema de optimización se plantea en las ecuaciones 3.15 y 3.16

$$\text{mín } f_{\text{objetivo}} = \sum_{k \in \{A, B, C\}} (I_k - I_{qk})^2 \quad (3.15)$$

$$\text{sujeto a } \sum_{k \in \{A, B, C\}} (V_k \cdot I_{qk}) = \alpha \cdot \tilde{P} \quad (3.16)$$

donde α es un factor entre $0 \leq \alpha \leq 1$ que mide el grado de compensación deseado de la potencia oscilante.

Para resolver el problema de optimización, se plantea la función Lagrangeano.

$$\mathcal{L}(I_{qk}, \lambda) = \sum_{k \in \{A, B, C\}} (I_k - I_{qk})^2 + \lambda \left(\sum_{k \in \{A, B, C\}} V_k I_{qk} - \alpha \tilde{P} \right) \quad (3.17)$$

Derivando la ecuación 3.17 con respecto a I_{qk} y λ se obtiene

$$\frac{\delta \mathcal{L}}{\delta I_{qk}} = -2(I_k - I_{qk}) + \lambda V_k = 0 \quad (3.18)$$

donde el subíndice $k \in \{A, B, C\}$.

$$\frac{\delta \mathcal{L}}{\delta \lambda} = \sum_{k \in \{A, B, C\}} V_k I_{qk} - \alpha \tilde{P} = 0 \quad (3.19)$$

A partir de la ecuación 3.18 se obtiene el multiplicador de lagrange. Primero se multiplica dicha ecuación por V_k

$$-2I_k V_k + 2V_k I_{qk} + \lambda V_k^2 = 0 \quad \forall k \in \{A, B, C\} \quad (3.20)$$

Sumando para cada una de las fases en 3.20 se obtiene

$$-2 \sum_{k \in \{A, B, C\}} (I_k V_k) + 2 \sum_{k \in \{A, B, C\}} (V_k I_{qk}) + \lambda \sum_{k \in \{A, B, C\}} (V_k^2) = 0 \quad (3.21)$$

Se destacan 2 términos en 3.21. El primero es el concerniente a la potencia instantánea trifásica $\sum I_k V_k$ generada por el sistema eólico, que equivale a P_L . El segundo término tiene que ver con la restricción 3.19, donde el término $\sum V_k I_{qk}$ es igual $\alpha \tilde{P}$. De esta manera la ecuación 3.21 se transforma en

$$-2P_L + 2\alpha \tilde{P} + \lambda \sum (V_k^2) \quad 0 \leq \alpha \leq 1 \quad (3.22)$$

Despejando λ se obtiene

$$\lambda = \frac{2(P_L - \alpha \tilde{P})}{\sum V_k^2} \quad 0 \leq \alpha \leq 1 \quad (3.23)$$

A partir de la ecuación 3.18 y usando el resultado de la ecuación 3.23 se obtiene la corriente del esquema de compensación por fase como sigue

$$-2I_k + 2I_{qk} + \lambda V_k = 0 \quad (3.24)$$

Despejando I_{qk}

$$I_{qk} = I_k - \frac{\lambda V_k}{2} \quad (3.25)$$

Remplazando la ecuación 3.23 en 3.25 se resuelve el problema de optimización planteado, se obtiene la corriente de compensación, como muestra la ecuaciones 3.26

$$I_{qk} = I_k - \frac{P_L - \alpha \tilde{P}}{\sum (V_k^2)} \cdot V_k \quad 0 \leq \alpha \leq 1 \quad (3.26)$$

Si el factor $\alpha = 1$, el sistema compensa la potencia oscilante como muestra la ecuación 3.27, donde \bar{P} es la potencia media

$$I_{qk} = I_k - \frac{\bar{P}}{\sum(V_k^2)} \cdot V_k \quad (3.27)$$

Si el factor $\alpha = 0$, se tiene la ecuación 3.13 que compensa la energía reactiva [9, 16].

3.6.4. Esquema 3: Factor de potencia unitario, control de potencia oscilante

Se considera una modificación de los casos anteriores, en donde ahora la función objetivo es tomada en un periodo de tiempo T , en vez de la manera instantánea. Como consecuencia, los valores de RMS de la corriente son minimizados en ves de los instantáneos.

$$\text{mín } \frac{1}{T} \int_t^{t+T} \left(\sum_{k \in \{A,B,C\}} (I_k - I_{qk})^2 \right) dt \quad (3.28)$$

$$\text{sujeto a } \frac{1}{T} \int_t^{t+T} \left(\sum_{k \in \{A,B,C\}} (V_k \cdot I_{qk}) \right) dt = 0 \quad (3.29)$$

Resolviendo el problema de optimización, la función Lagrangeano queda como muestra la ecuación 3.30

$$\mathcal{L}(I_{qk}, \lambda) = \frac{1}{T} \int_t^{t+T} \left(\sum_{k \in \{A,B,C\}} (I_k - I_{qk})^2 \right) dt + \frac{\lambda}{T} \int_t^{t+T} \left(\sum_{k \in \{A,B,C\}} (V_k \cdot I_{qk}) \right) dt \quad (3.30)$$

Se obtiene de la función \mathcal{L} , la $\frac{\delta \mathcal{L}}{\delta I_{qk}} = 0$ para cada fase

$$\frac{\delta \mathcal{L}}{\delta I_{qk}} = \frac{-2}{T} \int_t^{t+T} ((I_k - I_{qk}) + \lambda V_k) \cdot dt = 0 \quad (3.31)$$

A partir de 3.31 se obtiene el multiplicador de Langrange. Operando con el término dentro de la integral

$$-2(I_k - I_{qk}) + \lambda V_k = 0 \quad \forall t \in [t, t + T] \quad (3.32)$$

y multiplicando cada término de la ecuación 3.32 por V_k se obtiene

$$-2I_k V_k + 2I_{qk} V_k + \lambda V_k^2 = 0 \quad \forall t \in [t, t + T] \quad (3.33)$$

sumando en las tres fases

$$-2 \sum I_k V_k + 2 \sum I_{qk} V_k + \lambda \sum V_k^2 = 0 \quad \forall t \in [t, t + T] \quad (3.34)$$

El término $\sum I_k V_k$ en la ecuación 3.34 representa la potencia instantánea en el punto de conexión del generador y el compensador P_L , lo que resulta en

$$-2P_L + 2 \sum I_{qk} V_k + \lambda \sum V_k^2 = 0 \quad \forall t \in [t, t + T] \quad (3.35)$$

integrando la ecuación 3.35 y reorganizando los términos

$$\frac{1}{T} \int_t^{t+T} 2 \sum I_{qk} V_k dt - \frac{2}{T} \int_t^{t+T} P_L dt + \frac{\lambda}{T} \int_t^{t+T} \sum V_k^2 dt = 0 \quad (3.36)$$

$$\frac{1}{T} \int_t^{t+T} 2 \sum I_{qk} V_k dt = 0 \quad (3.37)$$

$$\frac{2}{T} \int_t^{t+T} P_L dt = \overline{P_L} \quad (3.38)$$

$$\frac{1}{T} \int_t^{t+T} \sum V_k^2 dt = V_{k(RMS)}^2 \quad (3.39)$$

La ecuación 3.36 se destacan sus 3 términos. El primero, ecuación 3.37, se refiere a la potencia activa instantánea suministrada por el compensador, que debido a la restricción de la ecuación 3.29 es 0. El segundo término, ecuación 3.38, es la potencia media del generador, que equivale a $\overline{P_L}$. El tercer término, ecuación 3.39, hace referencia a la suma del valor RMS de la tensión en el punto de conexión a la red al cuadrado, lo que da como resultado la ecuación 3.40

$$-2 \cdot \overline{P_L} + \lambda \cdot \sum_{k \in \{A, B, C\}} (V_{k(RMS)}^2) = 0 \quad (3.40)$$

A partir de 3.40, se obtiene el multiplicador de Lagrange

$$\lambda = \frac{2\overline{P}_L}{\sum(V_k(RMS)^2)} \quad (3.41)$$

Remplazando la ecuación 3.41 en la ecuación 3.31, se obtiene la corriente a de compensación a partir de valores RMS y la potencia media [9, 16]

$$I_{qk} = I_k - \frac{\overline{P}_L \cdot V_k}{\sum(V_k(RMS)^2)} \forall t \quad (3.42)$$

La ecuación 3.42, permite un factor de potencia unitario y una reducción, no eliminación, de la potencia oscilante en la red. [9] [16]

3.7. Recapitulación

En este capítulo se presentaron tres esquemas diferentes de compensación basados en la teoría ABC, a continuación se resume la tabla 3.1

Tabla 3.1: Esquemas de compensación basados en la teoría ABC

Esquema	Objetivo optimización	Ecuación de compensación	Efecto
Esquema 1	Compensación potencia reactiva	$I_{qk} = I_k - \frac{P_L}{\sum(V_k^2)} \cdot V_k$	Minimiza la potencia de línea y compensa potencia reactiva de la red
Esquema 2	Control potencia oscilante instantánea	$I_{qk} = I_k - \frac{P_L - \alpha \cdot \tilde{P}}{\sum(V_k^2)} \cdot V_k$	Control de la potencia oscilante, reducción de armónicos en la corriente, Compensación factor de potencia
Esquema 3	Factor de potencia unitario, control potencia oscilante	$I_{qk} = I_k - \frac{\overline{P}_L \cdot V_k}{\sum(V_k(RMS)^2)}$	factor de potencia unitario y reducción, no eliminación de la potencia oscilante

Capítulo 4

Convertidores y modulación

4.1. Generalidades

En el capítulo anterior, se mostró la ecuación de compensación con sus distintas variantes para corrección del factor de potencia. Algunas características de estos esquema de compensación, se reflejan en la reducción de armónicos de bajo orden y el control de la potencia oscilante en la red. Para ejecutar dicho esquema de compensación, son necesarias las acciones de conmutación en el convertidor y para ello se usa la modulación, controlando los dispositivos que componen los convertidores.

El desarrollo de los dispositivos semiconductores ha sido exitoso en los últimos 35 años, lo que a permitido el avance de los convertidores de fuente de tensión VSC usados para la compensación potencia reactiva en los sistemas eléctricos de transmisión y distribución [6] [3]. Los dispositivos de conmutación utilizados para la elaboración de los convertidores son del tipo auto-conmutados. Entre las distintas tecnologías se enumeran Tiristor apagado encendido por puerta GTO, Transistor bipolar de puerta aislada IGBT, Transistor de inyección de puerta mejorada IEGT y muchos mas [17]. Existen convertidores conmutados por la red, además de los auto-conmutados, usados principalmente en aplicaciones de muy alta tensión y grandes cantidades de potencia como en HVDC [6].

4.2. Tipos de convertidores

4.2.1. Topologías de los Convertidores

La base de los convertidores como el *back to back* y el *STATCOM*, es el VSC [17]. La configuración básica de los convertidores de tensión VSC, es la de dos niveles (figura 4.1), que consiste en dos dispositivos de conmutación en serie, por ejemplo IGBT's en paralelo con diodo inverso, alimentados por un condensador, que representan una fuente de tensión DC. Esta configuración monofásica, tiene 2 posibilidades de operación $\frac{+V_{DC}}{2}$ y $\frac{-V_{DC}}{2}$, siempre y cuando el condensador sea bastante grande como para mantener el nivel de tensión constante en el lado DC [3, 17].

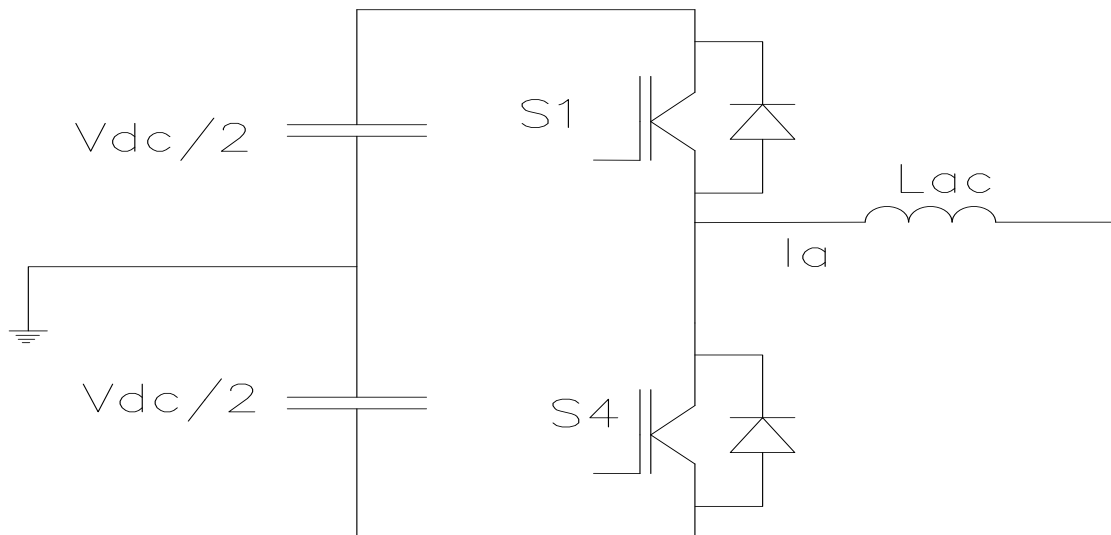


Figura 4.1: Configuración básica de una fase de los VSC

Al ubicar tres convertidores monofásicos de dos niveles al mismo condensador, se logra una configuración trifásica de seis pulsos. En esta configuración, cada interruptor en una piedad debe conmutar de manera alternada con el otro, así se evita provocar un corto circuito por conducir simultáneamente [3]. Los niveles de tensión entre los cuales puede operar estos convertidores varía según el tipo de modulación usado. Al usar modulación por onda cuadrada, por ejemplo, es posible obtener en la parte AC del convertidor ocho estados de tensión

que producen salida trifásica desfasada 120 grados entre si [17]. La configuración básica de dos niveles trifásica se muestra en la figura 3.5.

Los convertidores multi-pulso se construyen conectando convertidores triásicos anteriormente mencionados en paralelo o serie, con el propósito de reducir el contenido armónico de menor orden en la corriente y obtener una salida mas sinusoidal en la tensión del lado AC del convertidor debido al aumento en el número de pulsos. El número de pulsos del convertidor va de acuerdo a a relación $6N$, siendo el mayor usado en la industria el de 48 pulsos o de orden 8. Al incrementar el número de pulsos, también se aumenta el número de interruptores, lo que lleva a aumentos considerables en los costos de los convertidores multi-pulso. Una de la mayores dificultades es la conexión entre los transformadores dispuestos para enlazarse con la red y el convertidor, debido a la conexión serie paralelo [17].

Convertidores multinivel son usados para obtener una señal de tensión mas próxima a una onda sinusoidal de manera mas natural, además de introducir poco contenido armónico a la red lo que evita el uso de filtros externos [17]. La forma de onda obtenida en el lado DC es dictada de manera escalonada por los dispositivos en conmutación en estados de tensión según el número de dispositivos por pierna y los niveles de tensión del condensador DC. Entre los tipos de convertidores se enumeran el convertidor multinivel pinza de diodo DCMC, convertidor multinivel de condensador flotante FCMS, topología generalizada P2, convertidor multinivel en cascada CMC, convertidor multinivel híbrido mixto MLHMC [4]. El convertidor multinivel se usa en aplicaciones de media y alta potencia y tensión, en fuentes renovables de energía como para compensar reactivos en turbinas eólicas tipo A como propone [4]. [4, 17]

4.3. Tipos de modulación

4.3.1. Modulación por onda cuadrada

Es conocida como modulación 180 grados, ya que cada uno de los interruptores conduce la mitad del periodo de la tensión de salida. La entrada de cada dispositivo de conmutación se hace cada $\frac{T}{6}$ sin tiempos muertos, donde cada pareja de dispositivos por pierna funciona de manera complementaria, es decir, mientras el interruptor arriba de la pierna conduce, el de la parte baja no conduce [21]. Esté tipo de conmutación es simple, alarga la vida de los dispositivos de conmutación porque solo conmutan una vez por ciclo de trabajo, las perdidas en los dispositivos por conmutación son bajas, pero su contenido armónico en las formas de onda en la salida son altos [3]. La tensión de salida del convertidor posee armónicos del orden de $(6k \pm 1)$, donde los armónicos de tercer orden y sus múltiplos, como los armónicos pares no existen [3, 21].

4.3.2. Modulación por ancho de pulsos PWM

La modulación por ancho de pulso presenta ventajas sobre la modulación por onda cuadrada. Una de ellas es la reducción de los requerimientos de filtrado de armónicos, ya que estos son de mayor orden, y por ellos pueden ser eliminados fácilmente mediante filtro pasa bajo. Otra de sus ventajas es que la tensión fundamental puede ser controlada mediante el esquema de modulación. Por otra parte, entre sus desventajas se encuentra aumento de pérdidas debidas a la conmutación de los dispositivos [3, 21].

Existen dos esquemas clásicos para la modulación por ancho de pulsos, bipolar y unipolar. El esquema *bipolar* consiste en comparar dos señales, una triangular V_{tri} conocida como portadora y cuya frecuencia es la de conmutación, con una señal sinusoidal llamada modulada V_{mod} , la cual dicta la frecuencia de la componente fundamental de la tensión de salida. Entre las dos crean el esquema de conmutación bipolar, ya que la tensión de salida para el caso monofásico, una pierna del convertidor con los dispositivos S1 y S4 como la figura 3.5 por ejemplo, varía entre los valores de la tensión DC proporcionada en el condensador V_{DC} $-V_{DC}$ [21].

Otro esquema existente es el *unipolar* donde la tensión de salida va desde V_{DC} a 0, o desde $-V_{DC}$ a 0 a diferencia del esquema bipolar. Es usado para el caso monofásico de puente completo y su fundamento es comparar dos señales de naturaleza sinusoidal que son las moduladoras $-V_{mod}$ y V_{mod} con la señal de referencia o de conmutación triangular [21].

Para el caso de PWM en un convertidor trifásico como el de la figura 3.5, se usa una modulación bipolar, donde la señal de referencia para cada fase es una tensión sinusoidal y entre éstas hay una diferencia angular de 120 grados que genera salida trifásica de tensión [21].

Los armónicos se minimizan si se elige una frecuencia de la señal triangular igual a un múltiplo impar de tres veces la frecuencia de la onda seno [21].

4.3.3. Otros tipos de modulación basados en anchura de pulsos

Se usan otro tipos de señales de referencia para mejorar el contenido armónico de las señales de salida en la amplitud de la tensión.

Las estrategias basadas en *Frecuencia de conmutación óptima* o *SFO-PWM* por sus siglas en ingles, usan formas de onda de moduladora o de referencia diferentes a la sinusoidal y de esta manera aprovechar mejor la tensión DC del convertidor [3]. Una de éstas es la *Función moduladora trapezoidal*, que consiste en un incremento proporcional de la componente fundamental de a máxima tensión de línea a partir de la fuente DC. La ventaja de esta estrategia es la posibilidad de reducción de las pérdidas por conmutación, a costa de aumentar las componentes armónicas de menor orden [3]. La *Función moduladora de tercer armónico* es

la estrategia que permite aumentar el índice de modulación en amplitud de la señal de salida del convertidor, introduciendo armónicos de tercer orden en la señal de referencia [3].

Para poner en marcha la modulación PWM mediante dispositivos digitales, se usan estrategias de modulación de *Muestreo regulado* y *Muestreo no regulado*. En la primera estrategia, consiste en tomar muestras de la señal de referencia en intervalos equidistantes temporalmente, y la amplitud es modulada a partir de las muestras por ciclo que se tomen. Por otro lado, la estrategia de *Muestreo no regulado* toma las muestras de manera mas natural y no equidistan, pero depende del proceso de conmutación [3]. Para eliminar armónicos del orden que se requiera solo seleccionando el ángulo de disparo adecuado se usa *La Modulación por ancho de pulso de eliminación selectiva de armónicos*; mediante la derivación del ángulo de disparo, se selecciona el orden de los armónicos a eliminar, igualando a cero la representación en series de Fourier de dicho armónico y encontrando el ángulo de disparo que lo elimina [3].

4.4. Modulación por Histéresis

La modulación por Histéresis se usa en convertidores de fuente de tensión donde se requiere controlar la corriente, en aplicaciones de baja y media potencia y en aplicaciones de mayor potencia, que usan convertidores de fuente de corriente CSC [22]. A pesar de las muchas estrategias y técnicas de control en la corriente en los VSC, se ha preferido la histéresis desde hace mucho por su rápida adaptabilidad a la respuesta dinámica del sistema de manera eficiente [23].

Vale la pena resaltar que la ventaja mas importante es su simple implementación caracterizada por una alta frecuencia de conmutación variable y su alta robustez respecto a los cambios en el comportamiento dinámico del sistema [23]. Por otra parte, variaciones en la condición de carga afectan la frecuencia media de conmutación, sumando el límite de conmutaciones por ciclo al implementar de manera analógica el control de la corriente por histéresis son sus mas destacables desventajas. El límite de operaciones por ciclo puede ocurrir en bajos niveles de tensión con neutro aislado, debido a que en sistemas trifásicos la corriente en cada fase afecta a las demás, ya que el vector de tensiones de secuencia cero no es aplicado de manera simétrica [23]. La interacción entre las fases conlleva a la inserción de componentes no deseadas en el cálculo del error para la banda de histéresis. El procesamiento digital de las señales involucradas en el proceso de histéresis supera los problemas de la limitación de operación por ciclo a altas frecuencias de conmutación ya que estructuras diferentes a la clásica pueden ser implementadas [23].

La técnica de modulación por histéresis se basa en comparar la corriente de salida del convertidor VSC, con la señal de referencia requerida y calculada por el sistema de com-

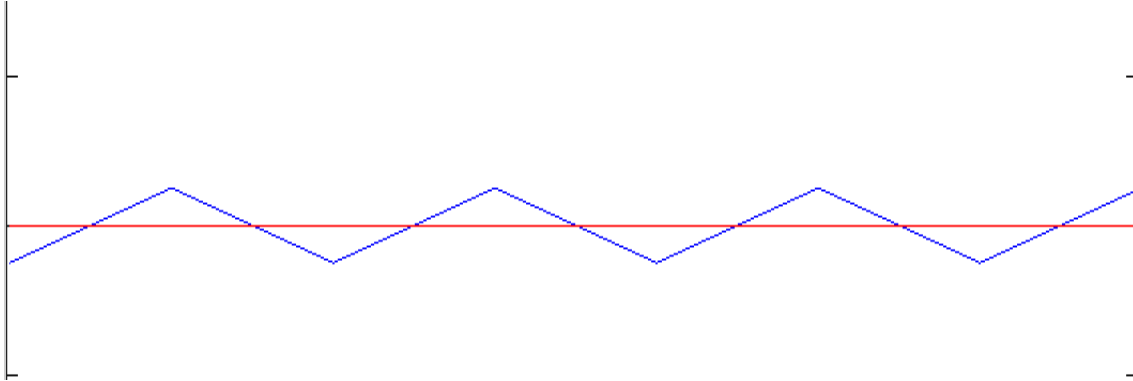


Figura 4.2: Ejemplo de Histéresis

pensación, tal que la señal de corriente en la salida siga a la corriente de referencia en una banda de tolerancia ó histéresis específica como muestra la figura 4.2, donde la señal azul es la generada por histéresis y la roja es la referencia. Si la corriente a la salida del convertidor es mayor (o mas positiva) que la frontera superior de la banda de histéresis, el esquema de conmutación opera de tal forma que la corriente a la salida del convertidor disminuya y regrese de nuevo a la banda. En caso tal que la corriente de salida pase por el límite inferior de la banda, es decir que sea menor, el convertidor cambia de estado sus interruptores para que la corriente aumente y regrese a la banda de histéresis [3]. La mayor ventaja de la modulación por histéresis es que se puede implementar de manera sencilla. Por otra parte, la tensión DC debe ser suficiente para forzar que la corriente de salida del convertidor entre en los límites de la banda. La frecuencia de conmutación es afectada por la magnitud del rizado de corriente, por las reactancias de conexión, la tensión DC y la tensión instantánea de la red [3].

Para explicar su principio de funcionamiento se tiene en cuenta la figura del convertidor 4.1. Ésta equivale a una fase del convertidor trifásico con sus interruptores S1 y S2. Los interruptores generan tres estados de conmutación que se representan mediante la siguiente señal lógica S:

Tabla 4.1: Esquema de conmutación histéresis

S	S1	S2	V_{salida}
10	ON	OFF	$\frac{V_{DC}}{2}$
01	OFF	ON	$-\frac{V_{DC}}{2}$
00	OFF	OFF	0

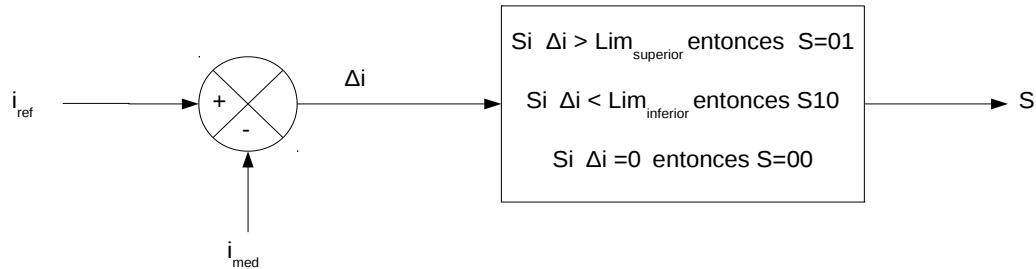


Figura 4.3: Diagrama de bloques Histéresis

Los 2 interruptores nunca estarán cerrados al unísono, ya que cortocircuitarían la fuente de corriente. Para evitar los transitorios en la reactancia de conexión, se usan los diodos de corriente inversa. Estos transitorios son causados por abrir repentinamente los interruptores y producir un circuito abierto en la inductancia L_{ac} .

La decisión de la señal lógica, es tomada considerando la diferencia entre la corriente de referencia i_{ref} y la corriente medida a la salida del convertidor i_{ac} , teniendo en cuenta la tabla 4.1, como muestra la figura 4.3. Si dicha diferencia Δi está entre los límites de la banda, la señal lógica es $S = 00$ y la tensión de salida en el convertidor es cero, lo que significa que la corriente de salida sigue la de referencia dentro de la banda de histéresis. Por el contrario, la diferencia esta por encima del límite superior de la banda de histéresis, la señal lógica es $S = 01$ y la tensión de salida en el convertidor es $-\frac{V_{DC}}{2}$; lo que obliga a la corriente volver a la banda de histéresis. En cambio, la corriente I_{ac} está por debajo del límite inferior de la banda, la señal de conmutación lógica debe ser $S = 10$ y la tensión de salida del convertidor es $\frac{V_{DC}}{2}$; lo que fuerza la corriente volver a la banda de histéresis [22].

Lo anterior ocurre debido a la tensión a la salida del convertidor V_C . Ésta es igual $V_C = L_{ac} \frac{di_L}{dt} + V_{red}$, lo que indica que si $V_C = \frac{V_{DC}}{2}$, la derivada de la corriente, es decir la pendiente crece positivamente; y si $V_C = -\frac{V_{DC}}{2}$ la derivada de la corriente es negativa.

Para el uso del convertidor de tres piernas, ocurre de manera similar para cada fase, donde las tensiones de referencia son un sistema trifásicas desfasadas 120 grados.

Las corrientes de referencia para la modulación por histéresis pueden ser en cualquier marco de referencia y obedeciendo diferentes estrategias de compensación ya sean para la reducción de armónicos, control de potencia activa o compensación de reactiva, tal como $\alpha\beta$ que es mas usada. En este trabajo de grado se implementa la teoría en compensación basado

en la teoría ABC como muestra el capítulo 3

4.5. Control de la tensión del DC-link

La tensión del condensador en el convertidor encargado de inyectar la corriente de compensación, debe ser controlada para que se adapte a diferentes condiciones de carga variable y de potencia generada por la turbina eólica en la red. Debido a las variaciones, si no se controla adecuadamente la tensión en el condensador, ésta va encontrarse repentinamente por encima o debajo de la tensión de referencia debido a disminuir o aumentar la carga del sistema, o la potencia del generador eólico; lo que altera la respuesta dinámica y transitoria del sistema de compensación [24].

Por otra parte, la conmutación de los dispositivos del convertidor, las pérdidas por conducción de los diodos de corriente inversa y las pérdidas de tensión debidas al condensador DC y al estado abierto de los dispositivos en conmutación; hacen que la tensión en el lado DC presente desbalance que influye en la operación normal del convertidor. La forma tradicional de controlar dicha tensión es por medio de un control PI [25].

Lo que se busca con el control, es que la potencia instantánea del condensador permanezca constante, lo que se logra si se mantiene la tensión en el nivel de referencia deseado, ya que la una depende directamente de la otra.

La potencia del condensador que alimenta el sistema de compensación sin considerar pérdidas en el convertidor está dada por

$$P_{DC} = V_{DC} \cdot I_{DC} = \sum_{k \in \{A,B,C\}} V_q \cdot I_{qk} \quad (4.1)$$

La energía en el condensador se expresa como

$$E = \frac{1}{2} C V_{DC}^2 \quad (4.2)$$

la potencia en el condensador está dada por

$$\frac{dE}{dt} = \frac{d}{dt} \left(\frac{1}{2} C V_{DC}^2 \right) = C V_{DC} \frac{dV_{DC}}{dt} \quad (4.3)$$

si la tensión de operación se encuentra alrededor $V_{DC \text{ ref}}$, lo que la potencia es aproximada

$$P_{DC} \approx C V_{DC \text{ ref}} \frac{dV_{DC}}{dt} \quad (4.4)$$

donde se define a como

$$a = CV_{DC \text{ ref}} \quad (4.5)$$

ahora la ecuación diferencial que modela la potencia del condensador está dada por

$$a \frac{dV_{Dc}}{dt} = P_{DC} \quad (4.6)$$

Sea

$$x = V_{DC \text{ ref}} - V_{DC} \quad (4.7)$$

$$u = P_{DC} \quad (4.8)$$

entonces \dot{x} será

$$\dot{x} = -\frac{dV_{DC}}{dt} \quad (4.9)$$

la ecuación de estados del sistema dada por

$$-a\dot{x} = u \quad (4.10)$$

en términos de la transformada de Laplace

$$-a(sX(s) - X_0) = U(s) \quad (4.11)$$

sea $U(s)$ la acción de control

$$U(s) = k_p X(s) + \frac{k_i}{s} X(s) \quad (4.12)$$

reemplazando 4.12 en 4.11 se obtiene, para tensión de referencia en por unidad

$$X(s) = \frac{sX_0}{as^2 + sk_p + k_i} \quad (4.13)$$

Lo que demuestra que un control PI es suficiente para mantener la tensión en el condensador en la tensión de referencia.

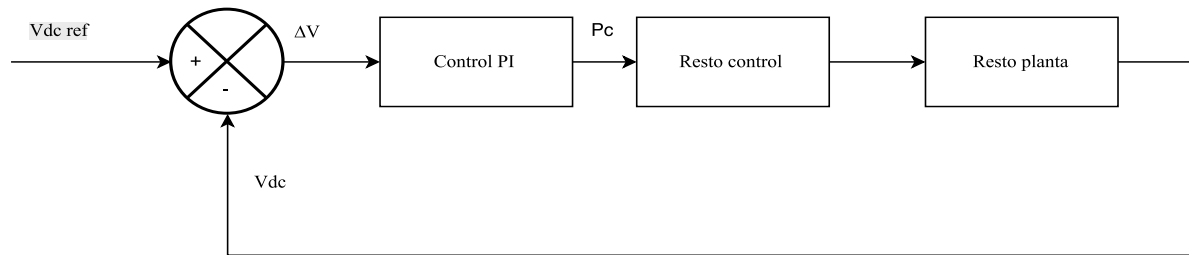


Figura 4.4: Diagrama de bloques control tensión condensador

4.6. Integración de la modulación al esquema de compensación

La figura 4.5, muestra completamente el sistema bajo análisis junto con el esquema de compensación integrado a la modulación y al esquema de control de la tensión en el condensador de la parte DC. La medida de tensión en el condensador va al sistema de control del mismo, que sirve como fuente DC, aquí la tensión se ajusta al valor requerido mediante un control en lazo abierto. Posteriormente se calcula la potencia del condensador con la ayuda de la medida de corriente en el mismo.

La potencia del condensador, es llevada al sistema de compensación, donde se le suma a la potencia del generador eólico a las ecuaciones de compensación y de esta manera se lleva en cuenta en el modelo de compensación. A partir de allí se genera, mediante las señales de tensión y corriente del generador, las corrientes de referencia.

Las corrientes de referencia I_{qkref} se comparan con las corrientes medidas que inyecta el convertidor I_{qkmed} , y mediante la modulación por histéresis, se controlan los IGBTs por medio de las señales G a G5, que respectivamente controlan a los dispositivos S1 a S6, encargados de producir la señal de corriente de compensación requerida por el generador eólico para asegurar el factor de potencia unitario en el punto de conexión a la red.

4.6. INTEGRACIÓN DE LA MODULACIÓN AL ESQUEMA DE COMPENSACIÓN 57

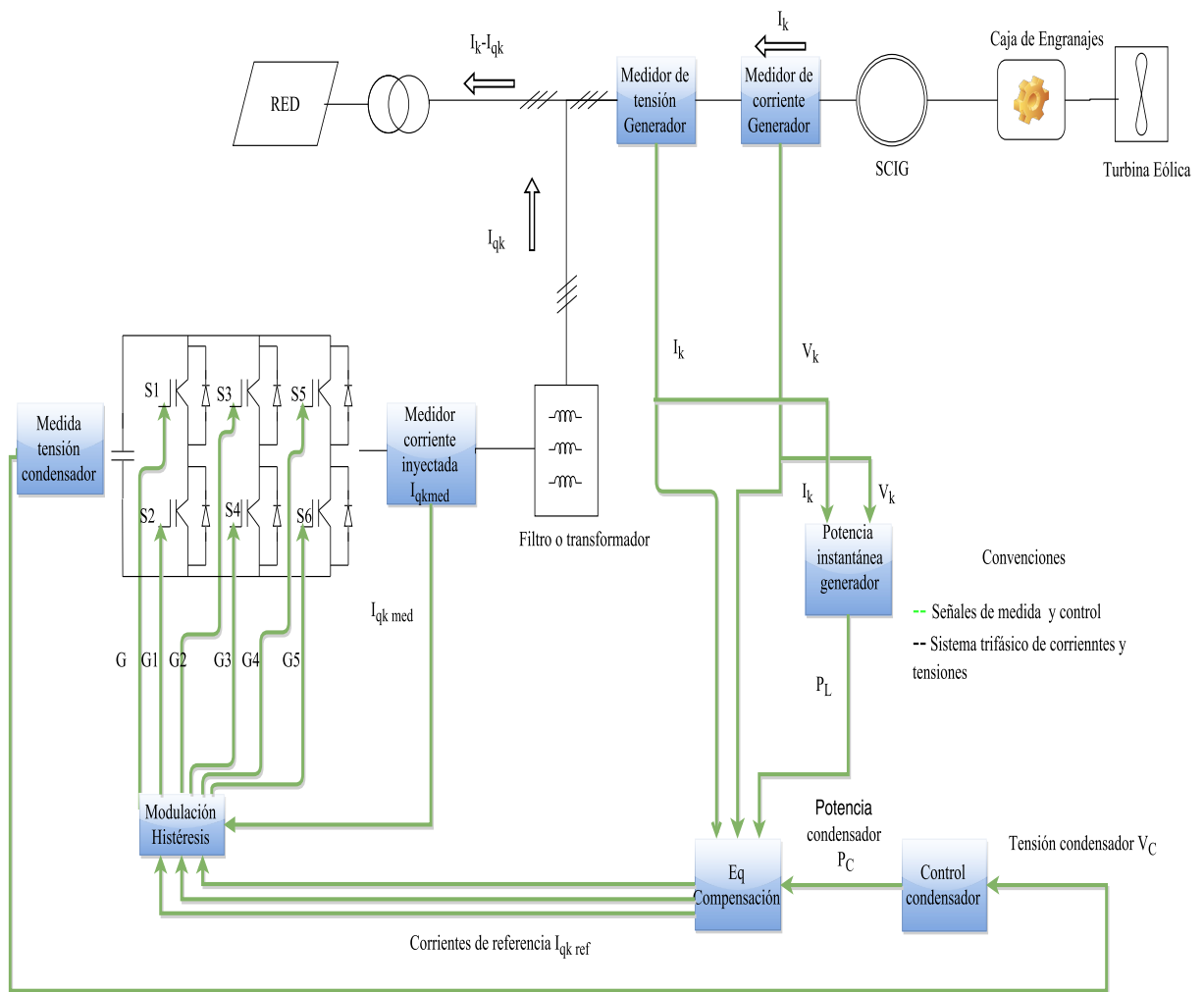


Figura 4.5: Esquema integración modulación

Capítulo 5

Implementación del sistema de compensación y resultados

5.1. Generalidades

El esquema de compensación mostrado en el capítulo 3, fue simulado usando el convertidor y la modulación por histéresis descritas en el capítulo 4, como se muestra en el diagrama de la figura 4.5. Todo fue implementado en la herramienta de simulación *Simulink*.

Se implementó un compensador de potencia reactiva de tres ramas tipo VSC basado en IGBTs con diodo inverso, controlados por medio de la modulación por histéresis y con la estrategia de compensación basada en la teoría ABC. Se consideró una red de distribución donde se conecta un generador eólico *tipo A* de $100kW$. El generador eólico cuenta con una máquina de inducción que se encarga de convertir la energía cinética de la turbina en energía eléctrica.

En el transcurso de la sección 5.2, se analizará cada una de las partes del sistema a simular. Primero se muestra la red con una carga RL, similar al generador de inducción usado en el sistema de conversión de energía. A ésta, se le conecta el sistema de compensación diseñado, donde se evidencia que el factor de potencia del lado la red es compensado a factor de potencia igual a 1 y con el efecto de reducción de pérdidas en la red, que se evidencia en la menor corriente por parte de la red eléctrica

Luego se analiza en sistema conectando el generador eólico a la red, donde se espera que los reactivos que este solicite sean generados por parte del sistema de compensación diseñado. Diferentes condiciones de viento y armónicos en la red, son puestas a prueba en la metodología de compensación propuesta. También se introduce una pequeña carga no lineal,

que incrementa el contenido armónico de la corriente de la red.

Para todo ello, se usó la herramienta de simulación SIMULINK del software de programación MATLAB.

5.2. Descripción de la simulación

5.2.1. Convertidor

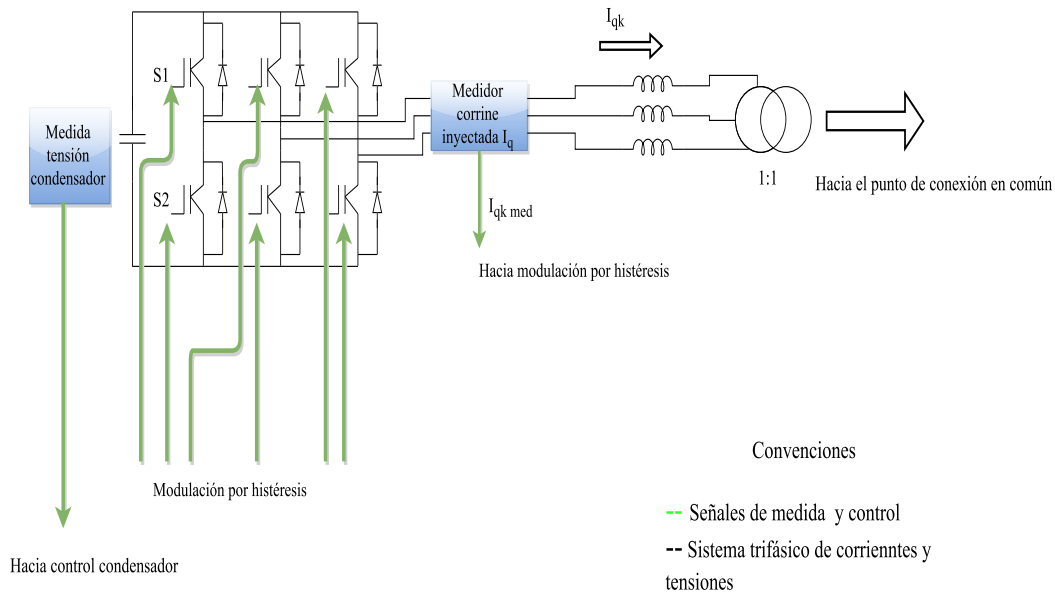


Figura 5.1: Esquema convertidor VSC modulado por histéresis

El convertidor trifásico VSC del capítulo 4, es utilizado en el modelo de conexión del generador eólico a la red; para el control de potencia reactiva necesaria en el generador asíncrono, y así la máquina inyecte potencia aprovechable a la red. Esto se logra controlando la corriente y por ende, minimizando las pérdidas del sistema.

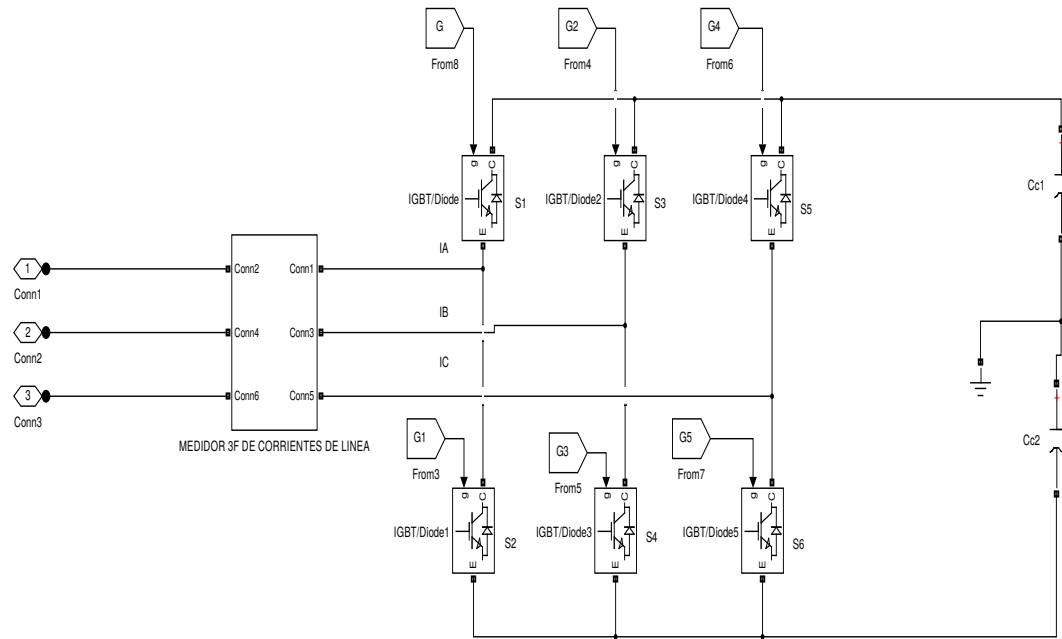


Figura 5.2: Diagrama de bloques convertidor VSC modulado por histéresis

El convertidor es el encargado de ejecutar el esquema de compensación dictado por el bloque de modulación por histéresis, como muestra el diagrama esquemático de la figura 5.1. Las medidas de tensión y corriente en el condensador van al bloque de control del condensador, mientras las corrientes inyectadas a la salida del convertidor se dirigen al bloque de modulación por histéresis por medio del medidor, para que allí al comparar con la señal de referencia calculada en el bloque de la ecuación de compensación como muestra la figura 4.5 de manera general. Las corrientes compensadas que produce el convertidor, pasan por un filtro pasivo compuesto por inductores en serie en cada una de las fases, para así contribuir a la disminución de componentes armónicas en las corrientes inyectadas. El transformador de relación 1 : 1 sirve como aislamiento galvánico entre el sistema de potencia y el convertidor.

Mediante *SIMULINK* se simuló el convertidor del tipo VSC trifásico de 3 ramas, que utiliza como dispositivos de conmutación el conjunto de IGBT/diodo proporcionado por la herramienta de simulación. Cada una de las ramas, como muestra la figura 5.2, cuenta con 2 dispositivos de conmutación, S1 en la parte superior y S2 en la parte inferior de la rama

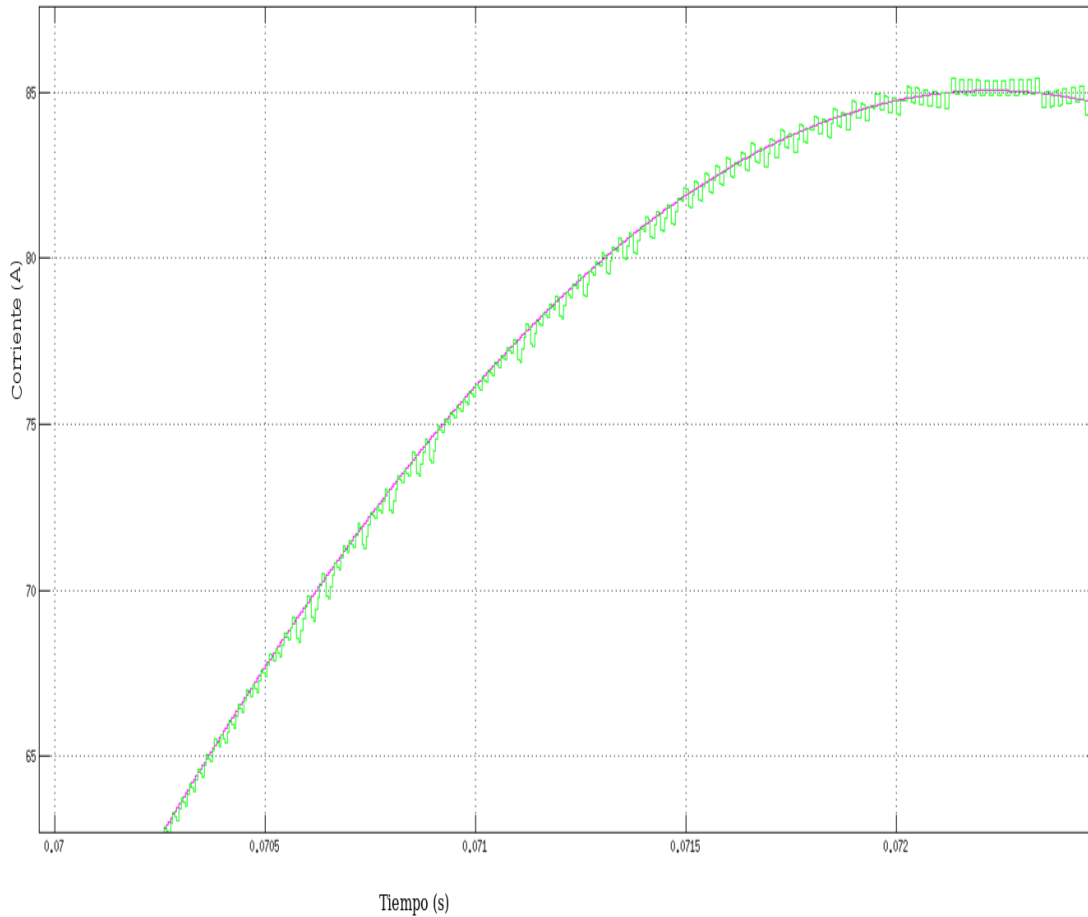


Figura 5.3: Señal de salida y referencia moduladas por histéresis

respectivamente para la fase A, S3 y S4 para la fase B y S5 y S6 para la fase C.

El inversor está alimentado por tensión DC (constante suministrada por condensadores electrolíticos como en la simulación de la figura 5.2), cada una de estas fuentes equivale a $\frac{V_{dc}}{2}$ y a $-\frac{V_{dc}}{2}$. Las señales de tensión y corriente de dichos condensadores van hacia el bloque de control en la tensión del condensador, para que la potencia de estos sea lleva en cuenta en el esquema de compensación.

La acción del convertidor se ve en la figura 5.3, que muestra la corriente de referencia en color magenta, y la corriente que inyecta el convertidor color verde a la red. Se puede ver

que la corriente que genera el convertidor no es de naturaleza puramente sinusoidal, ya que sigue la referencia conmutando rápidamente cada vez que la misma sale y entra de la banda que fue definida con un error relativo de 0,05 entre las corrientes de referencia y salida.

5.2.2. Modulación por histéresis

La señal de corriente alterna de la salida del inversor, debe seguir a una referencia sinusoidal deseada de corriente. Ésta señal de referencia inicialmente se modela como un sistema de corrientes sinusoidales desfasadas entre si 120 grados. Para mejor comprensión del esquema de conmutación, se procede analizar una rama del convertidor, la que corresponde a la fase A.

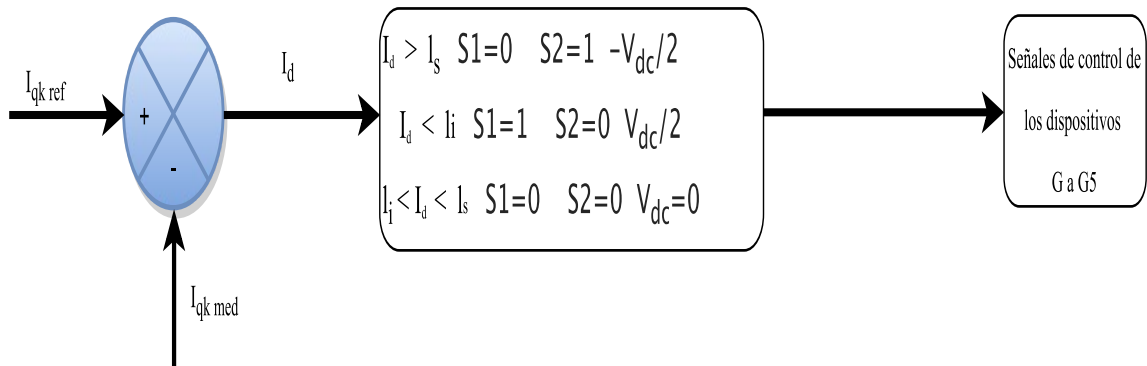


Figura 5.4: Esquema modulación por histéresis

Al comparar la señal de referencia calculada en el bloque $I_{qk\ ref}$, con la señal medida a la salida del convertidor $I_{qk\ med}$, se obtiene la diferencia I_d ; que es un indicador de cuan cerca está la corriente de salida del convertidor de la corriente a la cual se busca compensar. Dicha corriente I_d debe estar en los límites declarados por el controlador, es decir, debe estar entre los límites superior I_s e inferior I_i de la banda de histéresis. Ésta banda tiene un ancho de aproximadamente el 1% del valor de la señal de referencia. Si la señal I_d se encuentra arriba

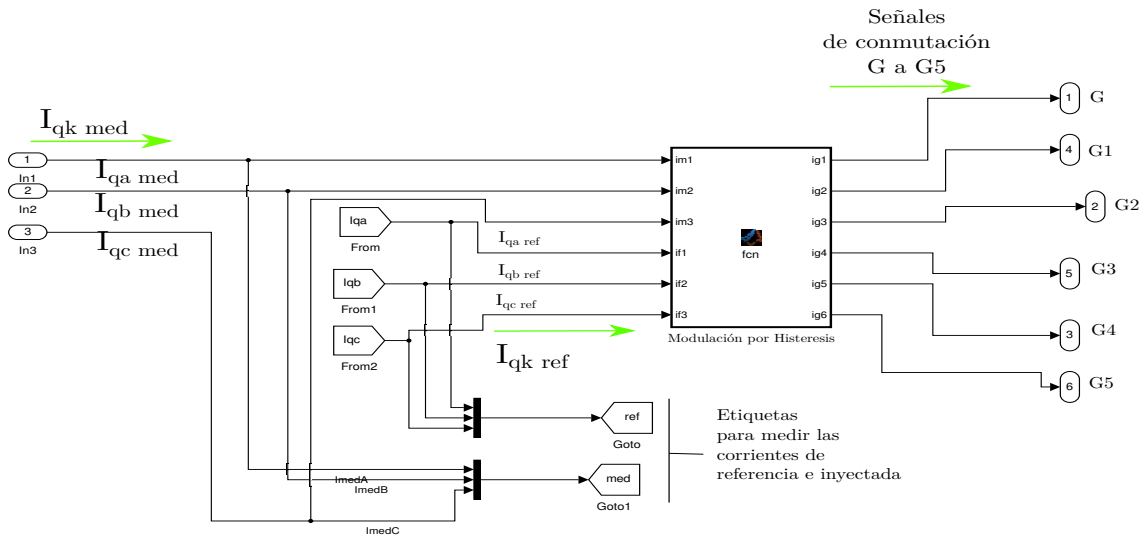


Figura 5.5: Bloque modulación por histéresis en simulación

de la banda de histéresis, mas allá de l_s , el esquema de conmutación para regresar la corriente I_{med} a la banda debe ser $S1 = 0$ y $S2 = 1$, donde el valor de cero indica que el dispositivo se encuentra abierto, mientras el valor de 1 que el dispositivo se encuentra en conducción. Esto produce que sea alimentado con $\frac{-V_{dc}}{2}$ el sistema del convertidor, trayendo así el valor de corriente a la banda de histéresis. En caso contrario, la señal I_d se encuentra debajo del límite inferior de la banda l_i , lo que hace necesario alimentar al sistema del inversor con $\frac{V_{dc}}{2}$, esto se logra con la señal del inversor en $S1 = 1$ e $S2 = 0$. En caso de que la señal medida se encuentre en la banda de histéresis permitida, no se debe inyectar corriente de ninguna de las 2 fuentes, por lo $S1$ y $S2$ deben permanecer en cero. De manera similar, se logra inyectar las corrientes para las fases B y C del inversor trifásico. En la figura 5.4 muestra de forma gráfica lo anterior

Las medidas para el sistema de modulación por histéresis se obtienen en el bloque *medidor 3f de corrientes de línea* de la simulación de la figura 5.2, que consta de 3 amperímetros uno por cada fase, en lo que resulta I_{qkmed} . Estas mediciones son enviadas al bloque *modulación*

por *Histéresis* como muestra la figura 5.5. Allí se encuentran las señales de referencia I_{qkref} , que son dictaminadas por la teoría de compensación ABC. Las corrientes medidas y las corrientes de referencia entran al bloque *Modulación por Histéresis* de la figura 5.5, donde por medio de un algoritmo, se logra el esquema de conmutación anteriormente descrito. El algoritmo es basado en la sección 4.4 del capítulo 4, y se puede ver en en la sección A del capítulo de anexos 6.1. Para la puesta en marcha de la modulación, se implementó el código del algoritmo de modulación mediante el bloque *MATLAB Funtion*.

5.2.3. Esquema de compensación

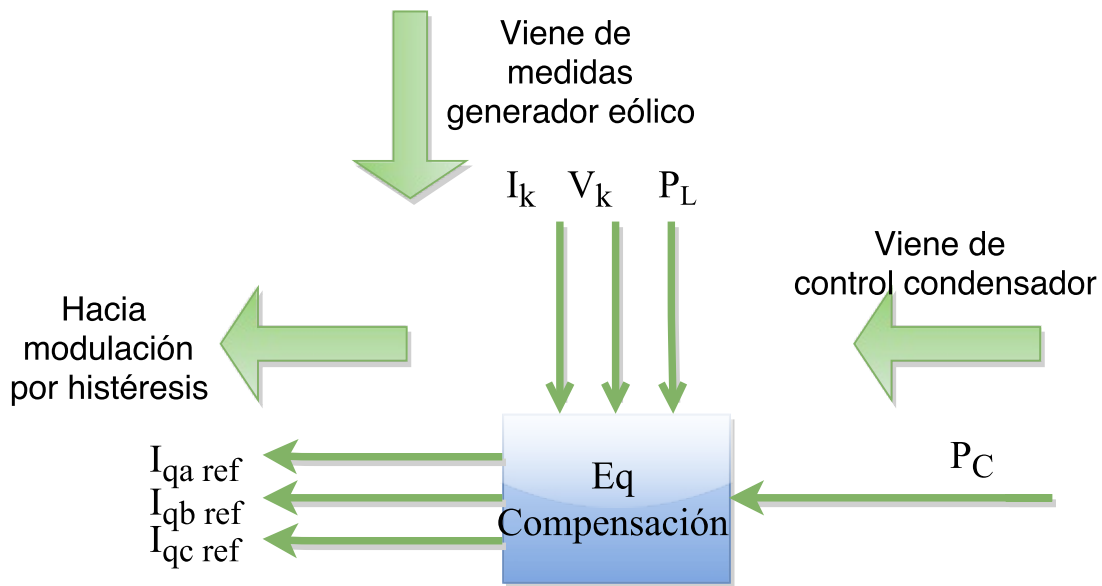


Figura 5.6: Esquema bloque compensación teoría ABC

La corriente de referencia se calcula y controla mediante el esquema de compensación de potencia reactiva basado en la *Teoría ABC* como se muestra en el capítulo 3, en forma de problema de optimización matemática; a partir de las ecuaciones 3.13, 3.26 3.27 [16] [9]. De las medidas de tensión V_k , corriente I_k , potencia P_L en el generador eólico y potencia del

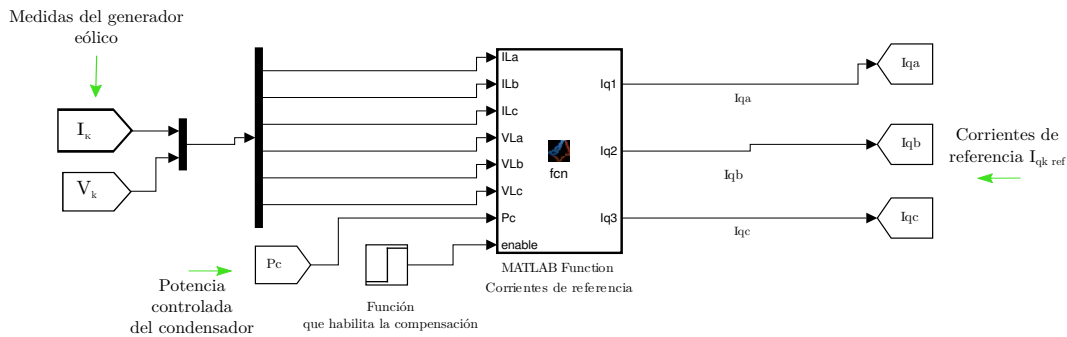


Figura 5.7: Bloque compensación teoría ABC

condensador P_C , se calcula mediante las ecuaciones del capítulo 3, las corrientes de referencia para cada una de las fases que el convertidor de la sección anterior debe producir, que son I_{qaref} , I_{qbref} I_{qcref} . Las corrientes de referencia se dirigen hacia el bloque de histéresis para ser comparadas y posteriormente producidas por el convertidor. La figura 5.6 muestra las variables que usa la la ecuación de compensación para calcular las corrientes de referencia.

En la simulación, el encargado del cálculo de las corrientes de referencia es el el bloque de funciones *Corrientes de referencia* de la figura 5.7. Este bloque usa el algoritmo de la sección B del capítulo de anexos 6.1. Éste muestra la modificación en la ecuación en el cálculo de las corrientes de referencia con la potencia P_C del control de la potencia del condensador. Se nota que la ecuación es una estación intermedia entre la modulación por histéresis y el control de la tensión y la potencia del condensador. Como resultado, se obtienen la corrientes de referencia para cada fase I_{qkref} . En la figura 5.7 se puede ver el bloque que habilita el inicio de la compensación, denominado *enable* en simulación, para notar su efecto. La potencia del generador es calculada dentro del bloque de funciones como potencia instantánea trifásica.

Al minimizar las corrientes de línea mediante la ecuación 3.13, también se logra el factor de potencia unitario en el lado de la red. Como consecuencia de la reducción de la corriente de línea, se minimizan las pérdidas por transmisión.

5.2.4. Control de la tensión del condensador

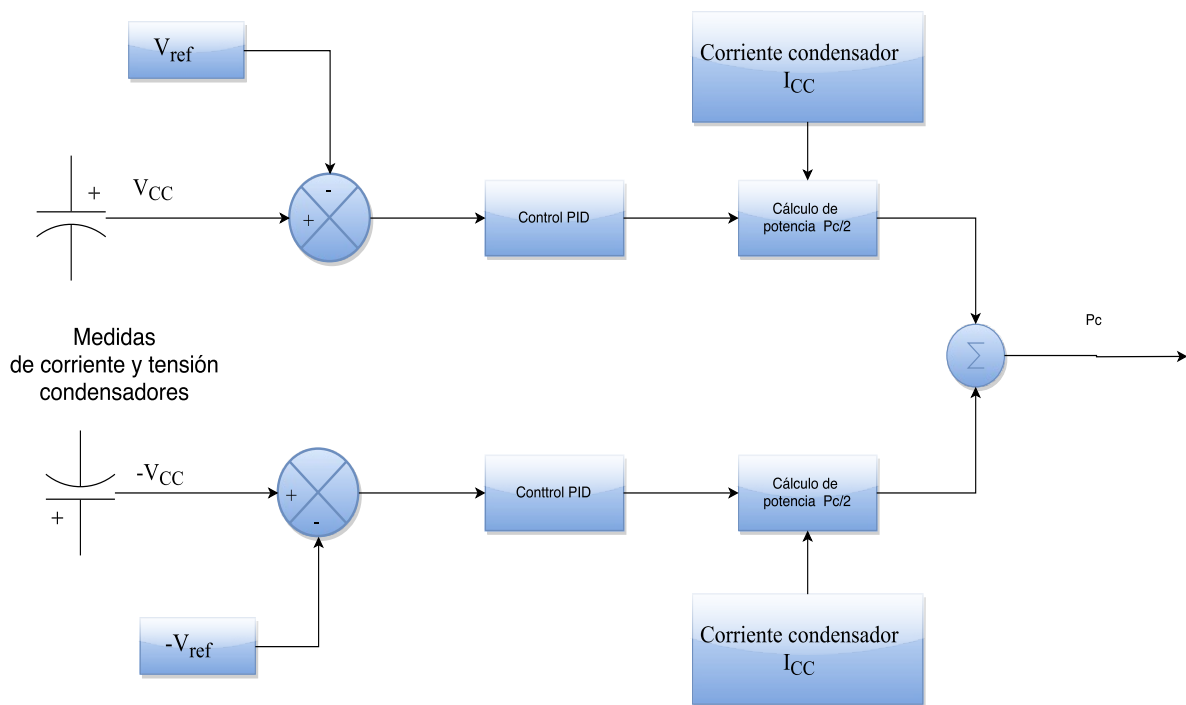


Figura 5.8: Esquema control condensadores

Para el control de la tensión en el condensador, es necesario analizar cada una de las mitades que compone la fuente de tensión DC para el convertidor, como muestra la figura 5.8. Los valores de dicha fuente de tensión son $\frac{V_{DC}}{2}$ y $-\frac{V_{DC}}{2}$. El control empieza por comparar una referencia de tensión que se quiera mantener constante, conocida como V_{ref} . De allí van al control PI, donde se estabiliza la salida del error para alcanzar la tensión constante en la fuente de tensión DC. Después se asegura que la tensión en el condensador no sobrepase la referencia debido a la acción del controlador. Controlada la tensión, se calcula la potencia

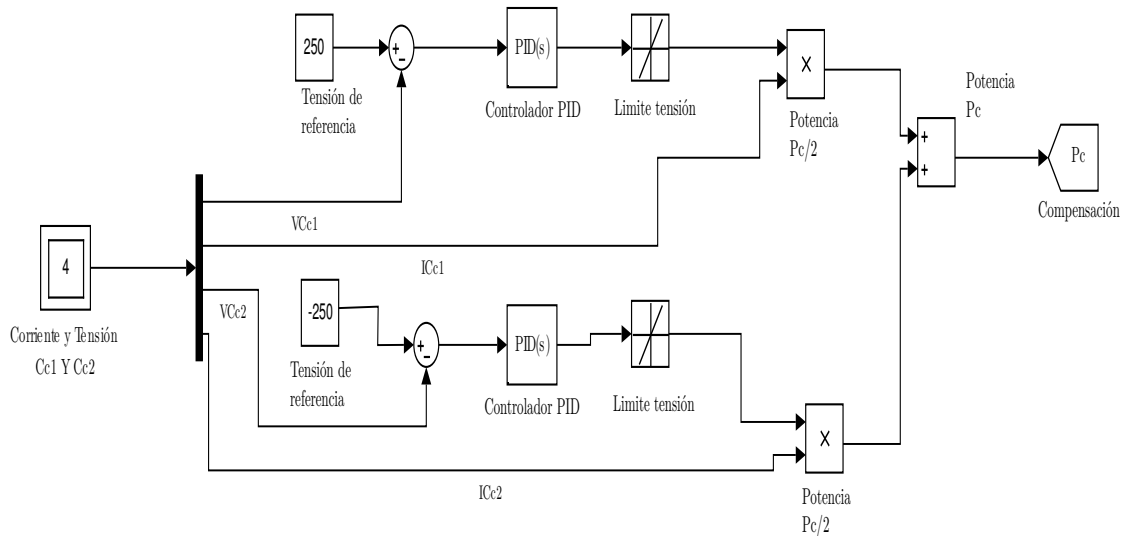


Figura 5.9: Control de potencia en condensador

instantánea del condensador con la medida de corriente en los mismo. Finalmente, la potencia en los condensadores se incluye en la ecuación de compensación.

El sistema de compensación en condiciones reales, usa como fuentes de tensión condensadores electrolíticos de $1mF$, como se muestra la simulación de la figura 5.9. Se usa un sistema de control para la potencia instantánea en estos, y se lleva en cuenta en esquema de compensación como P_c , sumándola a la potencia del generador como se describió anteriormente y como muestra el algoritmo de la sección B del capítulo de anexos 6.1. Para calcular la potencia en los condensadores se toman medidas de su tensión y corriente. Lo que se controla es la tensión en el condensador en un límite adecuado entre $\frac{V_{DC}}{2}$ y $\frac{-V_{DC}}{2}$.

5.2.5. Generador eólico Tipo-A

El modelo de generador eólico usado consta de 2 partes, turbina eólica y generador de inducción jaula de ardilla como muestra la figura 5.10. La turbina eólica cuenta con las características de la tabla 5.1

Por otra parte, el generador usado en el conjunto es de inducción jaula de ardilla, se acopla al modelo de la turbina por medio del par mecánico a la salida de esta. La conexión con la red y el sistema de compensación se da en el punto de común conexión a una tensión de $400V$.

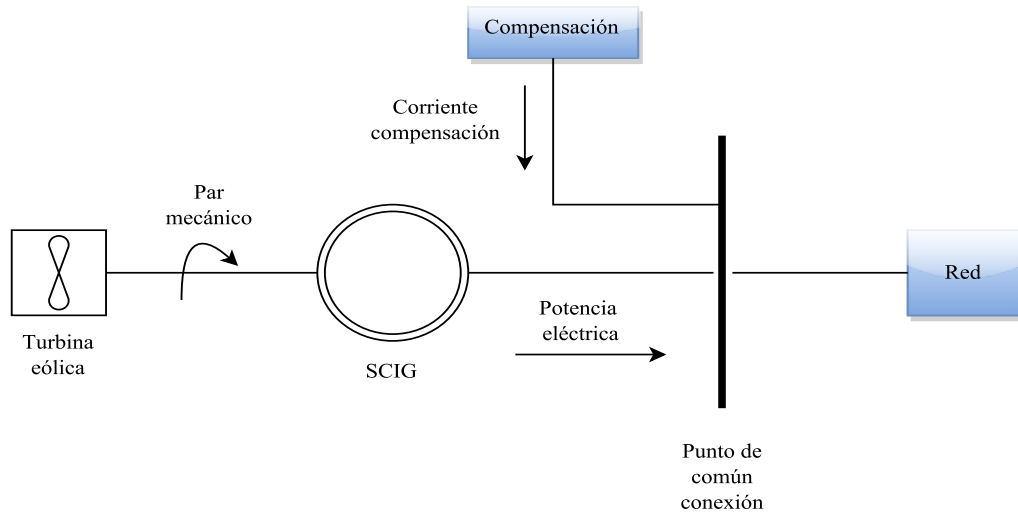


Figura 5.10: Esquema conexión generador eólico tipo-A

Tabla 5.1: Datos turbina eólica

Parámetro	Valor	Unidades
Potencia mecánica	100	kW
Velocidad Nominal	8,7	$\frac{m}{s}$
Potencia máxima a velocidad nominal	1	pu

Mientras que el sistema de compensación usa un transformador para aislamiento galvánico con relación de 1 : 1, el generador de inducción jaula de ardilla se conecta directamente a la red a dicho nivel de tensión. La figura 5.10 muestra el esquema de conexión de la turbina y generador

Las características más relevantes del generador SCIG se muestran en la tabla 5.2

Para la simulación, se usan bloques para la turbina eólica, el generador y el modelo del viento. La figura 5.11, muestra el conjunto turbina, generador integrado a la red, en su equivalente de baja tensión de 400V, con un modelo del viento que oscila entre su velocidad nominal entre 70 % y 100 %. Es necesaria la conexión de una pequeña carga resistiva en paralelo al generador de inducción para prevenir que la corriente crezca exponencialmente, debido a que los elementos inductivos en *Simulink* son simulados como fuente de corriente.

5.3. ESQUEMA DE COMPENSACIÓN BASADO EN LA TEORÍA CLÁSICA Y SISTEMA DE TENSIÓN

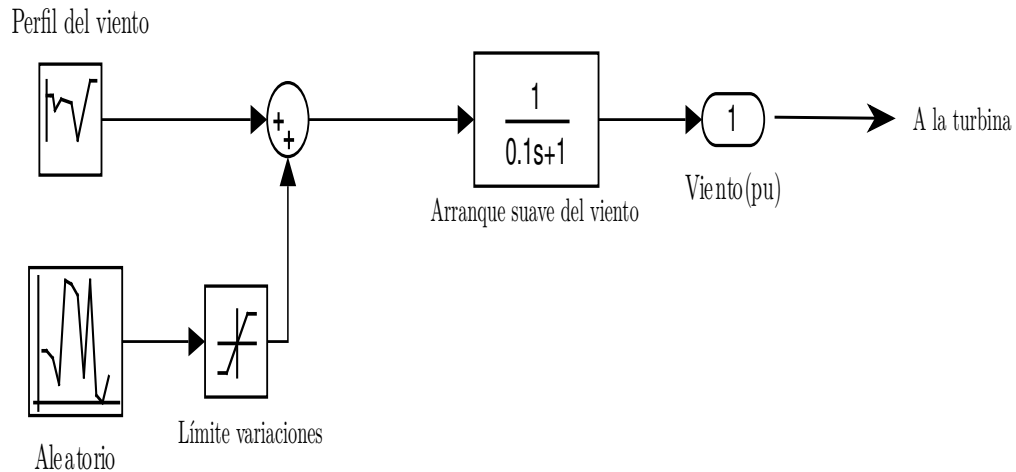


Figura 5.12: Modelo del viento

la potencia reactiva del sistema, y por ende la corrección del factor de potencia. El esquema de compensación usado es el de la sección 3.6.1, que por medio de la ecuación 3.13, que está sujeta a la a la función objetivo 3.2 y la restricción 3.3.

Inicialmente, se conecta el convertidor a la red y a una carga RL. La red es una de distribución de $13,2kV$, cuya carga instalada presenta valores de potencia activa y reactiva de $100KW$ y $50KVar$ respectivamente. Por simplicidad, la red se simula desde el lado de baja tensión del transformador de distribución, correspondiente a una tensión de $400V$ línea línea.

El sistema de compensación de reactivos se conecta a la red mediante un una inductancia que hace las veces de filtro pasivo, con un valor de $100mH$. Se usa un transformador con relación $1 : 1$ para servir de aislamiento galvánico entre el sistema de compensación y el punto de común conexión. En la figura 5.13 se muestra el esquema de conexión.

Se usan los medidores de la Red y la Carga para trazar las formas de onda antes y después del punto de conexión a la red del sistema de compensación. El medidor de referencia, es usado para el cálculo de las corrientes de referencia, acorde con la teoría de compensación ABC

Los medidores de la carga y la red, miden la corriente y la tensión en PU. Mientras que el medidor para referencia del convertidor, mide en la tensión y la corriente en unidades SI que sirven de referencia para calcular la corriente de referencia que debe generar el convertidor.

Antes de que el sistema de compensación entre en operación el sistema las corrientes de

Tabla 5.2: Datos turbina eólica

Parámetro	Valor	Unidades
Potencia nominal	100	kW
Tensión Nominal	400	V
Frecuencia	60	Hz
Resistencia estator	0,01553	pu
Inductancia estator	0,0541	pu
Resistencia rotor	0,008913	pu
Inductancia rotor	0,0541	pu
Número de polos	8	polos

la carga RL y de la red son como muestran la figura 5.14.

En la figura 5.14, las corrientes y tensiones de la red corresponden a V_k e I_{fk} donde $k \in \{A, B, C\}$, mientras que I_{ck} representa las corrientes de la carga RL, donde $k \in \{A, B, C\}$.

Se evidencia en la figura 5.14, que tanto la corriente I_{fk} y I_{ck} están en fase y que el factor de potencia es diferente de uno. Esto es debido a que aún no se ha inyectado las corrientes de compensación provenientes del sistema de compensación.

Al los dos segundos entra el sistema de compensación a inyectar la corriente que corrige el factor de potencia. Dicho sistema presenta un efecto transitorio y oscilante antes de entrar a compensar la potencia reactiva de la red. En la figura 5.15, se indica en que lugar entra el sistema de compensación y la duración aproximada del transitorio en la corriente de la red antes de regresar al estado estacionario. El transitorio tiene una duración aproximada de 0,4s. Luego se nota que los valores de corriente regresan a valores en estado estacionario en magnitud en la etapa de compensación.

La etapa de compensación se puede ver en la figura 5.16. Se evidencia que la corriente del lado de la red ahora se encuentra en fase con la tensión; lo que evidencia que el factor de potencia se ha corregido. La corriente en el lado de la carga presenta desfase respecto a las señales anteriores, ya que la carga consume $50kVar$ de potencia reactiva debido a su naturaleza inductiva

El convertidor inyecta las corrientes, en este caso las dictadas por el esquema de la ecuación 3.13, que corrigen el factor de potencia. Para ello usa la modulación por histéresis mostrada en la sección A del capítulo 4. Antes de que el convertidor genere la corriente solicitada, el sistema empieza a cargar los condensadores que funcionan como fuente de tensión, y hasta que alcanza el estado estable el convertidor. en la figura 5.17 se muestra los distintos periodos en la producción de la corriente de compensación comparada con la corrientes de referencia. En la figura 5.18, se puede ver de que manera la corriente generada por el convertidor, va

5.3. ESQUEMA DE COMPENSACIÓN BASADO EN LA TEORÍA CLÁSICA Y SISTEMA DE TENSIO

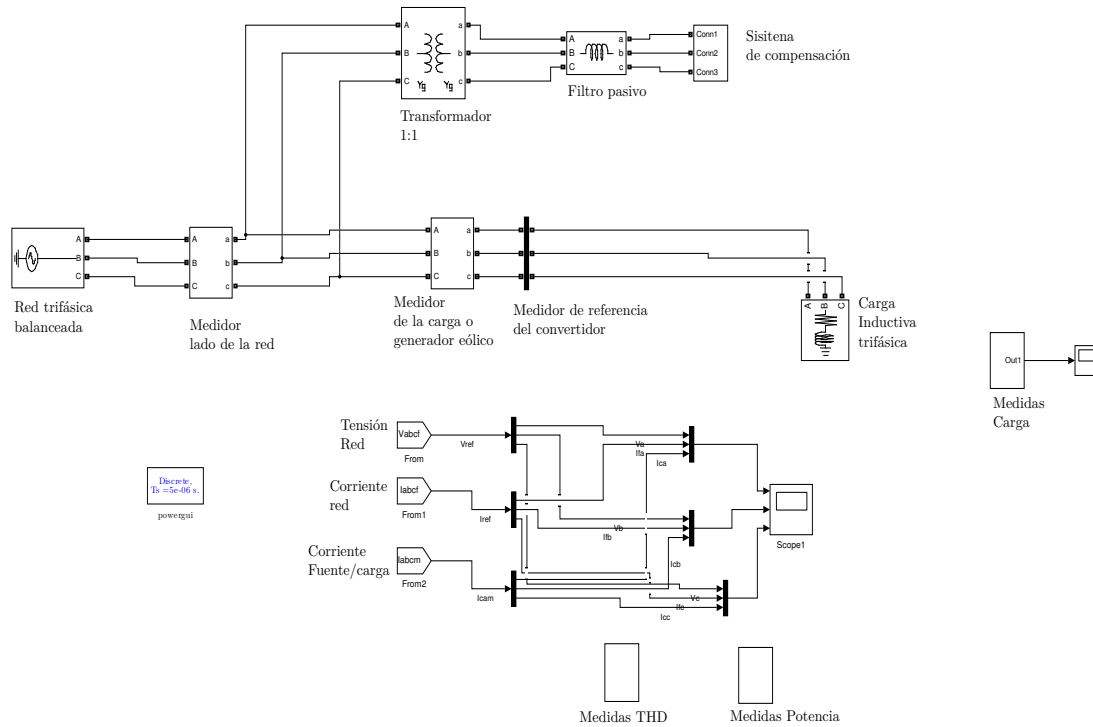


Figura 5.13: Conexión del convertidor a la Red RL

siguiendo a la corriente de referencia, hasta crecer lo suficiente para poner en marcha el sistema de compensación. El tiempo que tarde en generar dicha corriente de compensación, va asociado a la carga de los condensadores, que al ser tan grandes, requieren un tiempo considerable.

Luego de la etapa transitoria, las corrientes generadas por el esquema de compensación y la modulación, siguen la referencia, lo que ocasiona que sea posible la compensación de potencia reactiva en el lado de la red. La figura 5.19, muestra este fenómeno en estado estable, para cada una de las corrientes trifásicas.

La potencia reactiva en el lado de la red, se ve claramente compensada después de que se inyectan al sistema, las corrientes provenientes del convertido, como muestra claramente la figura 5.20. Se puede notar, que la red solicita cierta cantidad de reactivos antes de que el sistema de compensación entrase a funcionar; luego de que el sistema de compensación alcanzase el estado estacionario, la potencia reactiva (Color violeta), cae al valor de cero $kVar$. Se evidencia que la potencia activa también es alterada mientras brevemente, mientas

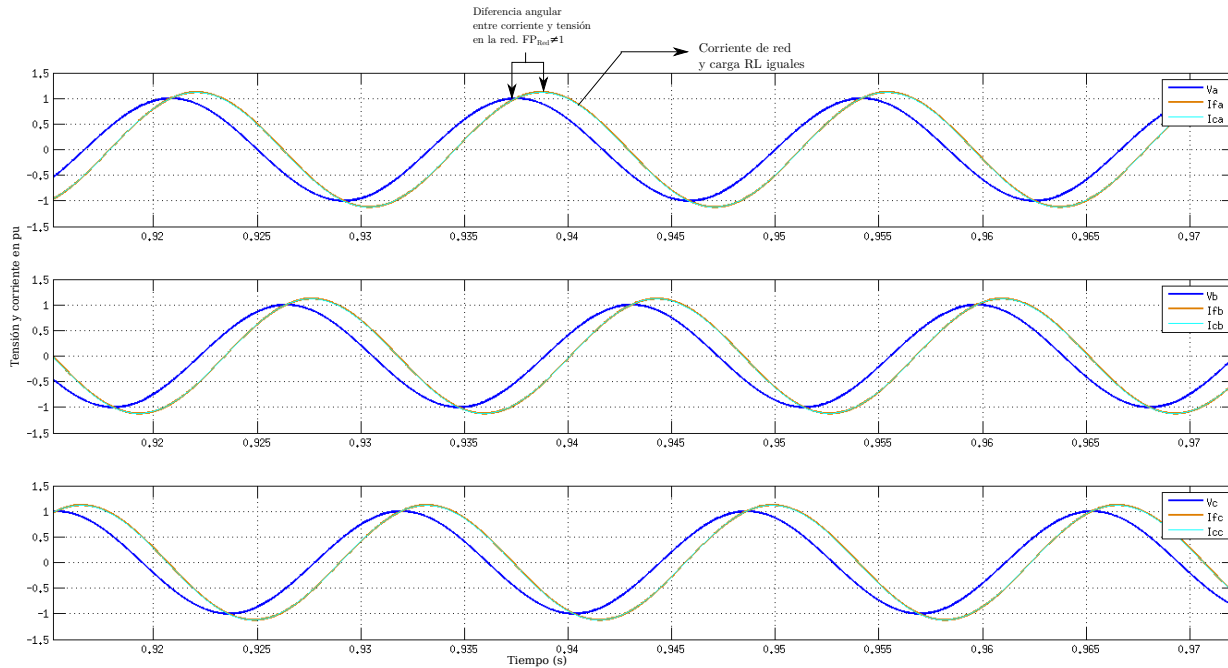


Figura 5.14: Comportamiento de la red y la carga RL sin compensación

se alcanza el estado estable.

5.3.2. Red con generador eólico tipo-A

El sistema de compensación descrito en la sección 5.2, se conectó a la turbina eólica descrita anteriormente, para analizar el efecto del sistema de compensación en la potencia reactiva del sistema, y por ende la corrección del factor de potencia. El esquema de compensación usado es el de la sección 3.6.1, que por medio de la ecuación 3.13, que está sujeta a la a la función objetivo 3.2 y la restricción 3.3. En un primer escenario, se muestra con la velocidad del viento constante, sólo se presentan pequeñas variaciones aleatorias en el.

La conexión del generador, el sistema de compensación y la red se puede ver en la figura 5.21. Es necesario un tiempo en el cual la máquina de inducción alcanza el estado estacionario, antes del inicio de la compensación. La figura 5.22 muestra el inicio de la máquina y su efecto en el punto de conexión; también se ve, como en la caso RL, el transitorio debido a la entrada del sistema de compensación a la simulación, para la fase A.

Al pasar el generador de inducción a estado estable, sin compensación, se puede observar

5.3. ESQUEMA DE COMPENSACIÓN BASADO EN LA TEORÍA CLÁSICA Y SISTEMA DE TENSIONES

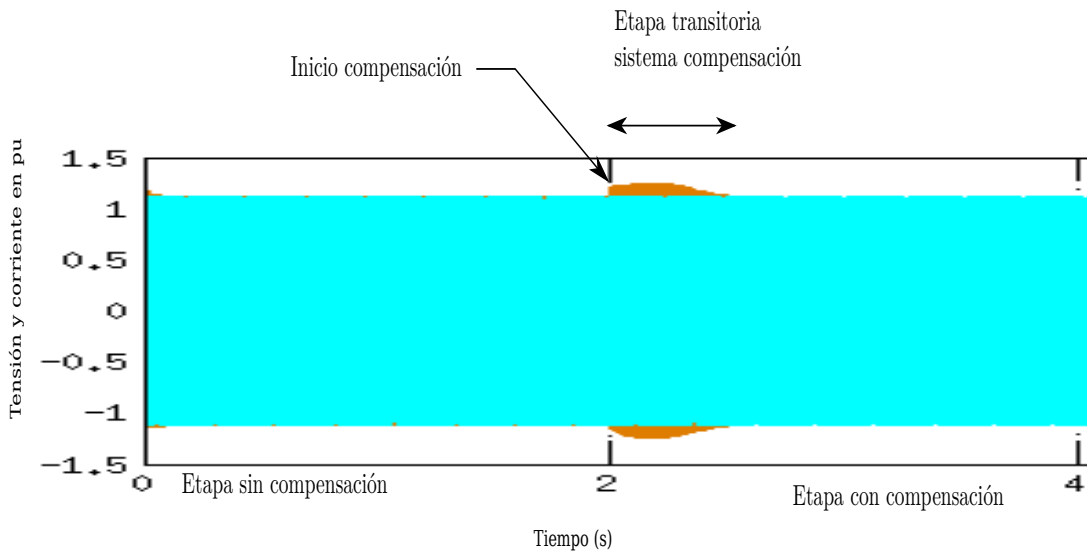


Figura 5.15: Entrada del sistema compensación y efecto transitorio en la red RL

que la corriente del generador está en fase y presenta igual magnitud que la corriente del lado de la red a la cual se conecta el generador, también que la , como muestra la figura 5.23, para la fase A.

Como se muestra en el perfil de la figura 5.22, la corriente de la red, en color naranja, se altera al entrar el sistema de compensación en tiempo igual a 1s. Luego de una etapa transitoria, logra establecerse nuevamente para cumplir con el objetivo de compensar la potencia reactiva solicitada por el SCIG. La figura 5.24, muestra que se logra compensar la potencia reactiva, lo que produce que la corriente de la red y la tensión queden en fase. También se puede observar una reducción en la corriente de la red, que como consecuencia genera menores pérdidas por conducción en el sistema.

El sistema de compensación se comporta igual que para lo expuesto en el caso RL, y las corrientes que se inyectan son de manera similar a las figuras 5.17, 5.18 y 5.19

La potencia activa y reactiva, cuando se conecta el generador a velocidad constante, se muestra en la figura 5.25 para el generador. La potencia activa y reactiva de la red de la red se asemeja al caso con carga RL, como muestra la figura 5.26. En este caso, la potencia reactiva también se compensa completamente como en el caso anterior y se mantiene en un valor cero.

Debido a pequeñas variaciones en el viento, tanto la potencia mecánica como la eléctrica

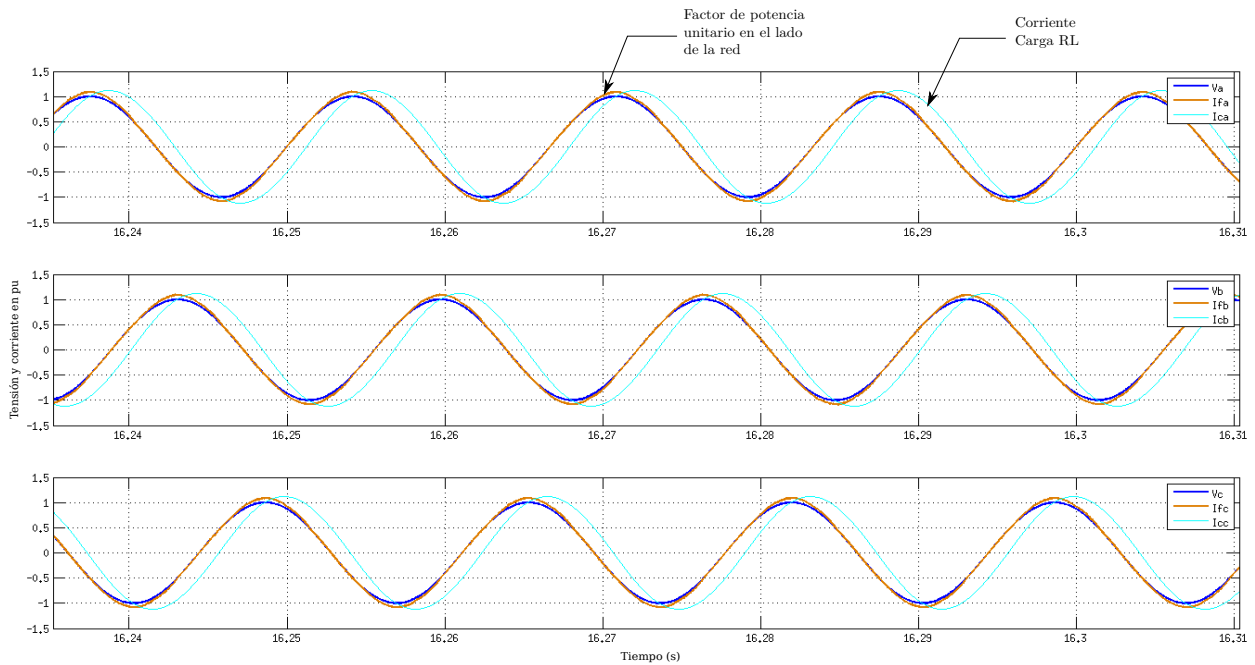


Figura 5.16: Comportamiento de la red y la carga RL con compensación

que transforma el sistema eólico; presentan un pequeño rizo ya que dichas oscilaciones en la velocidad del viento se reflejan en la potencia activa que el generador inyecta a la red. Lo anterior se puede observar en la figura 5.27.

La conmutación de los IGBTs en el esquema de compensación ocasionan que se presentes armónicos en la corriente de la red. La figura 5.28 muestra un aumento considerable de estos debido a la conmutación, y a que en la estrategia en la que se basa el sistema para ésta simulación, la de la ecuación 3.13, no se tienen en cuenta los mismos.

5.3.3. Red con generador eólico tipo-A viento variable

Se pone la turbina tipo-A a prueba con una velocidad del viento variable. Se nota en la figura 5.29, que la potencia activa generada por la turbina se comporta según las variaciones del viento, mientras que la velocidad del rotor permanece constante.

La figura 5.30, muestra las variaciones de la potencia activa y reactiva del generador SCIG al cambio de la velocidad del viento. Si la velocidad no es lo suficiente, el generador no produce potencia activa, pero se evidencia una demanda de reactiva.

5.3. ESQUEMA DE COMPENSACIÓN BASADO EN LA TEORÍA CLÁSICA Y SISTEMA DE TENSIÓN

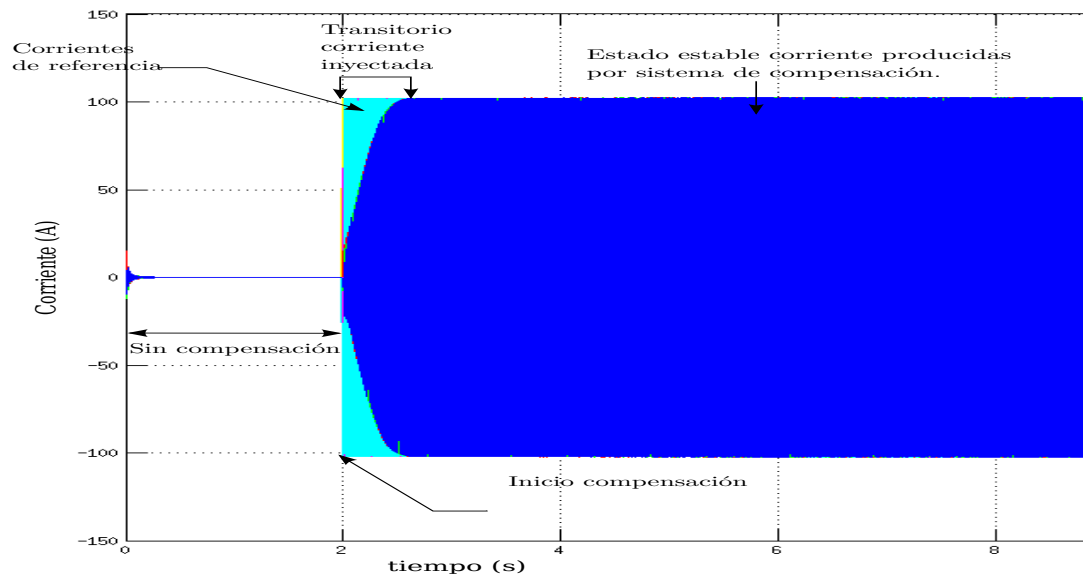


Figura 5.17: Corrientes de referencia y compensación

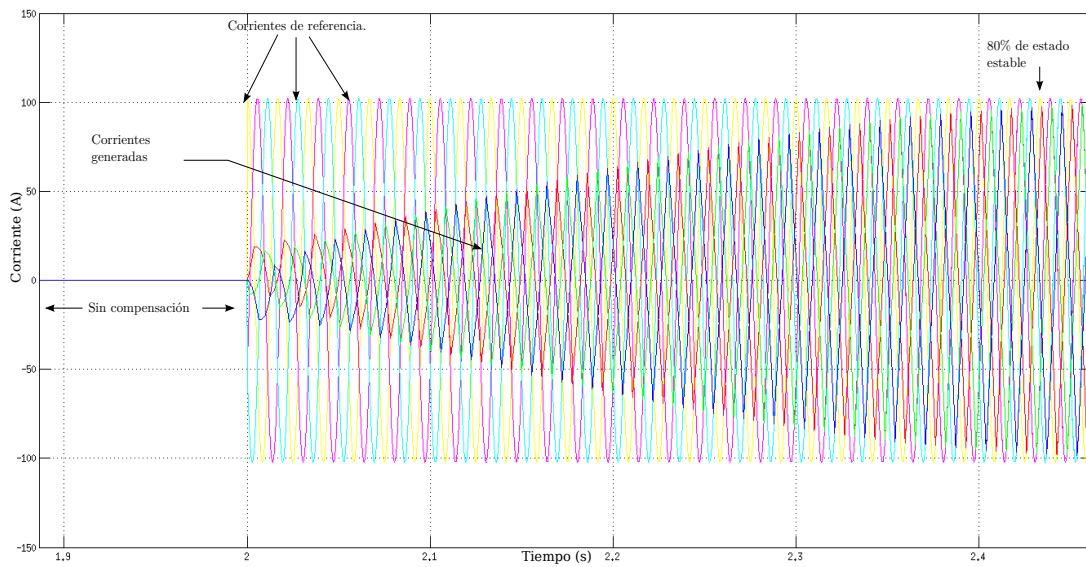


Figura 5.18: Corrientes de referencia y compensación transitorio

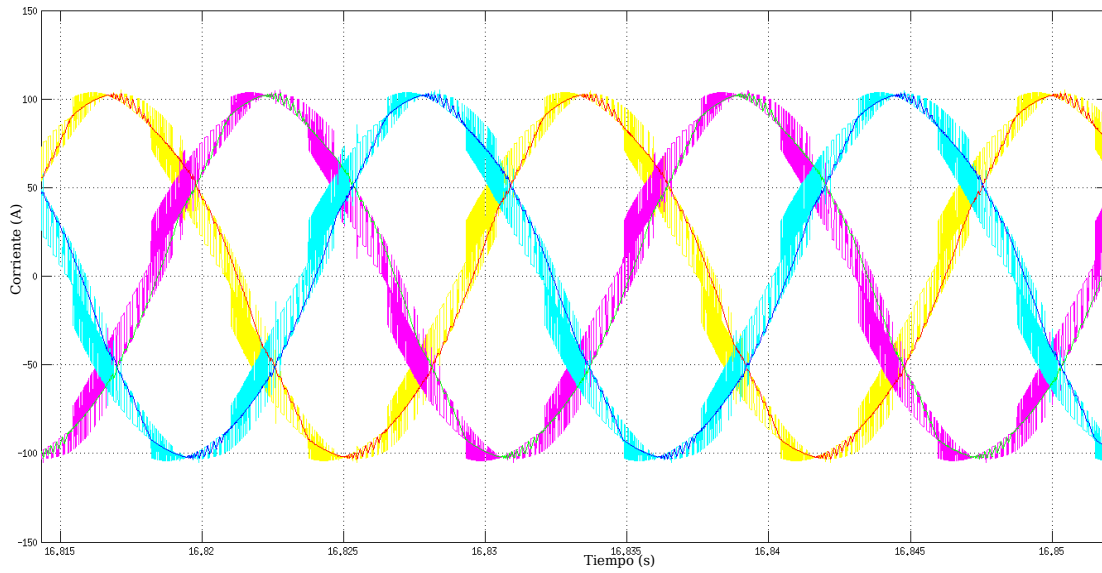


Figura 5.19: Corrientes de referencia y compensación transitorio

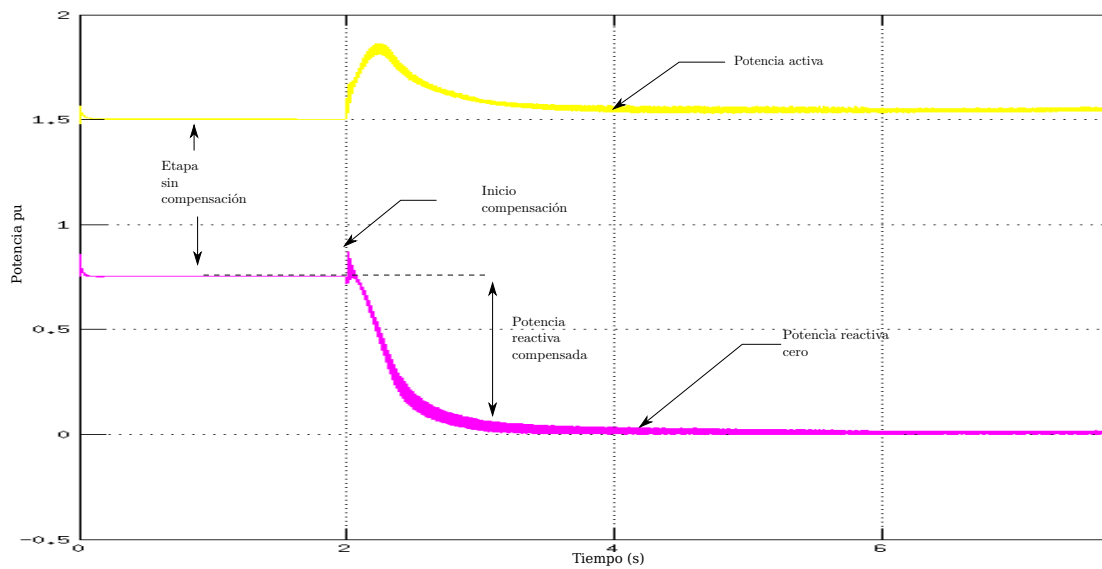


Figura 5.20: Potencia activa y reactiva del lado de la red

5.3. ESQUEMA DE COMPENSACIÓN BASADO EN LA TEORÍA CLÁSICA Y SISTEMA DE TENSIONES

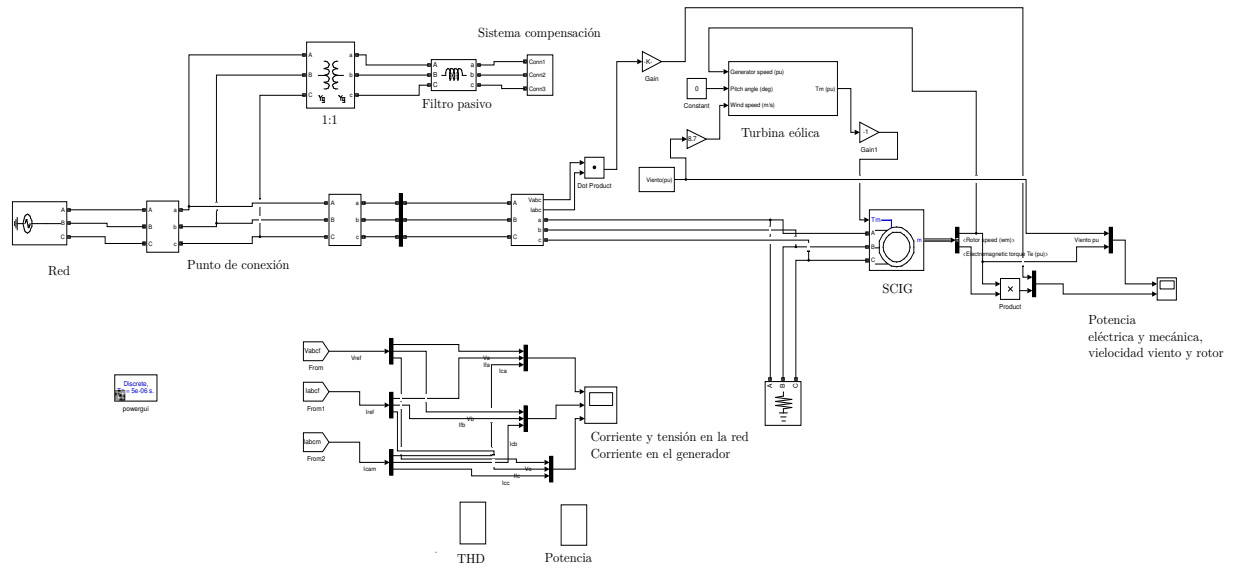


Figura 5.21: Conexión del convertidor, la red y generador eólico

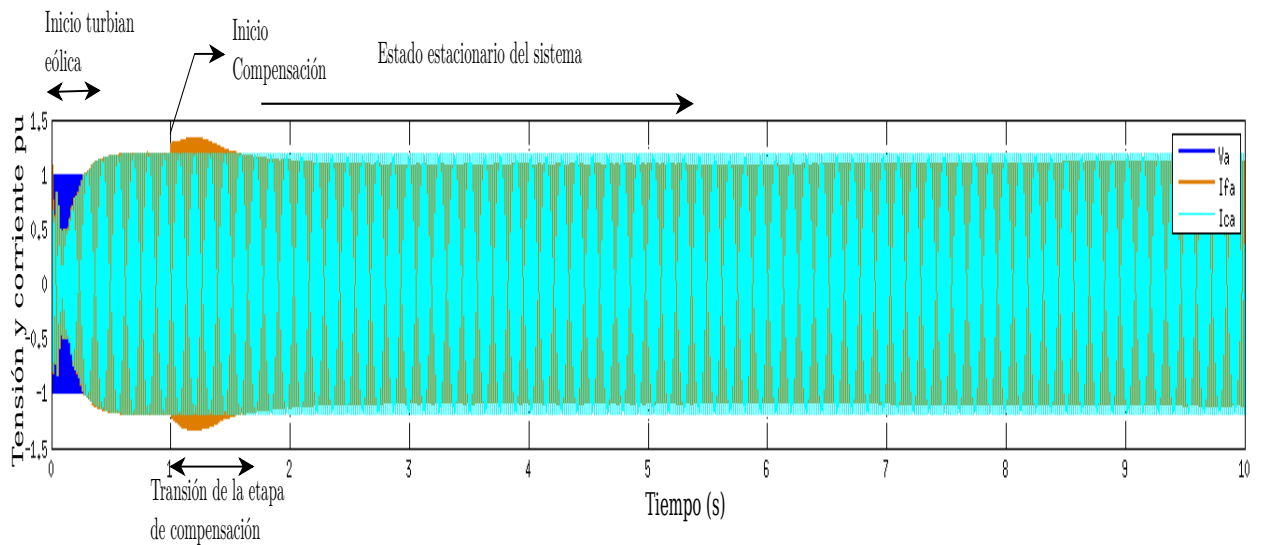


Figura 5.22: Transitorio en la corriente en el arranque del generador y compensación a velocidad constante

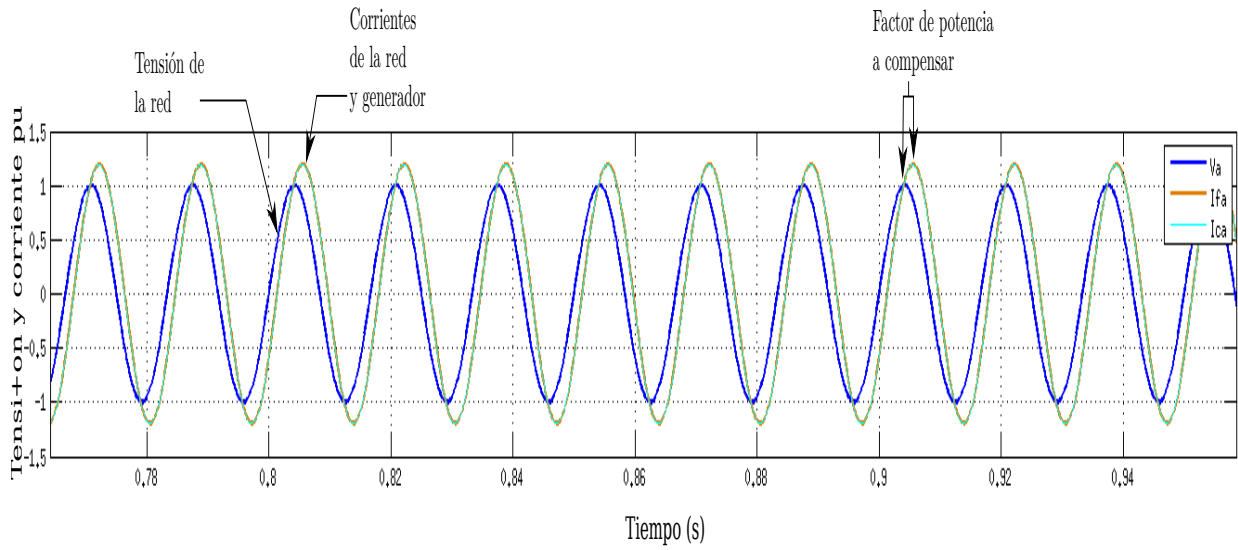


Figura 5.23: Estado estable sin compensación para la turbina, generador y red

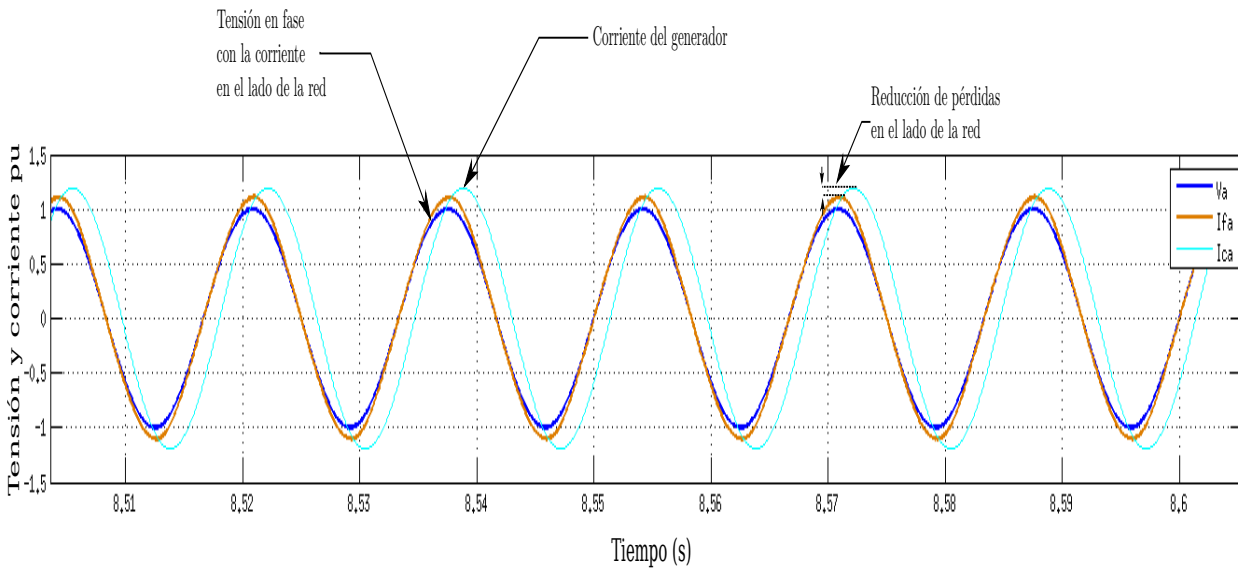


Figura 5.24: Estado estable con compensación para la turbina, generador y red

5.3. ESQUEMA DE COMPENSACIÓN BASADO EN LA TEORÍA CLÁSICA Y SISTEMA DE TENS

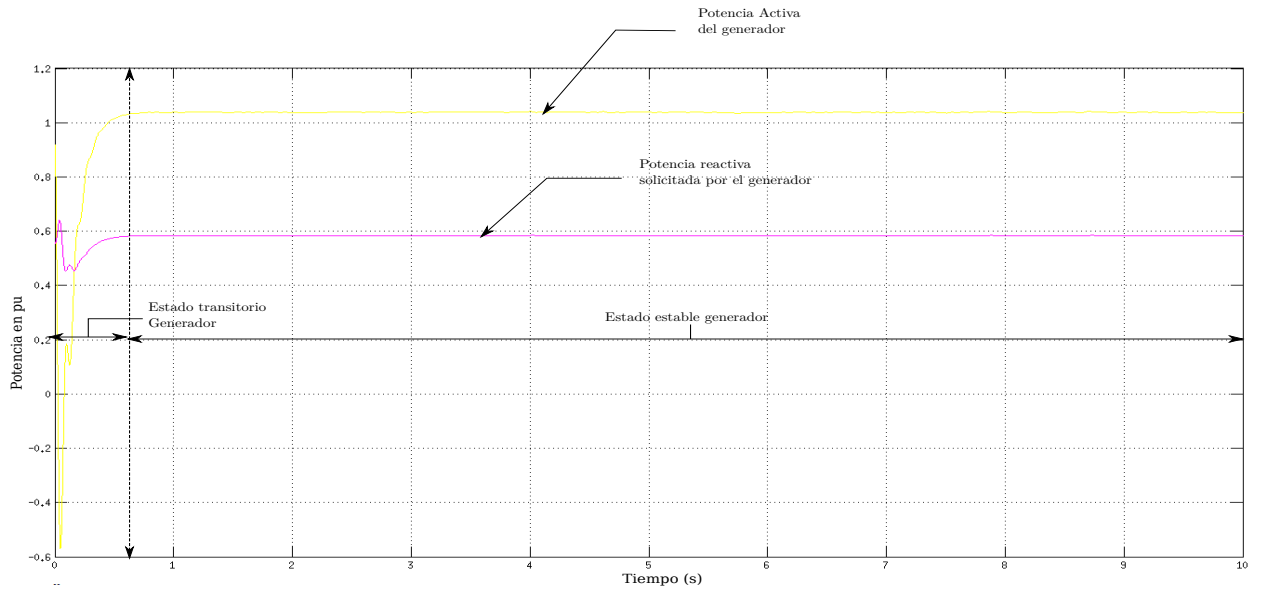


Figura 5.25: Potencia eléctrica para el generador

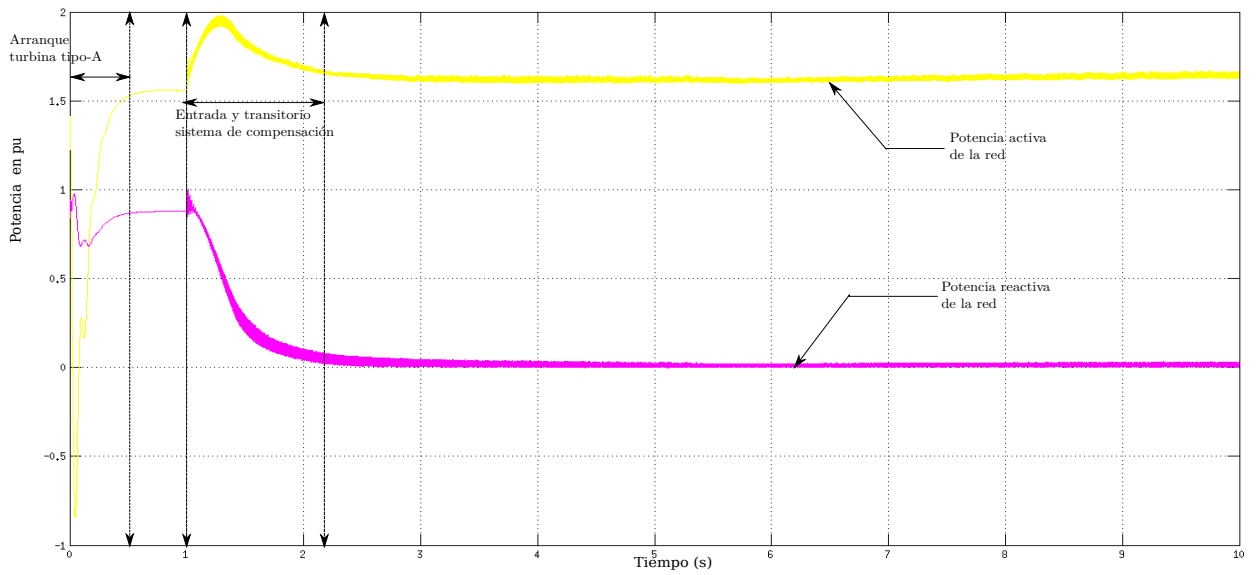


Figura 5.26: Potencia eléctrica para el generador

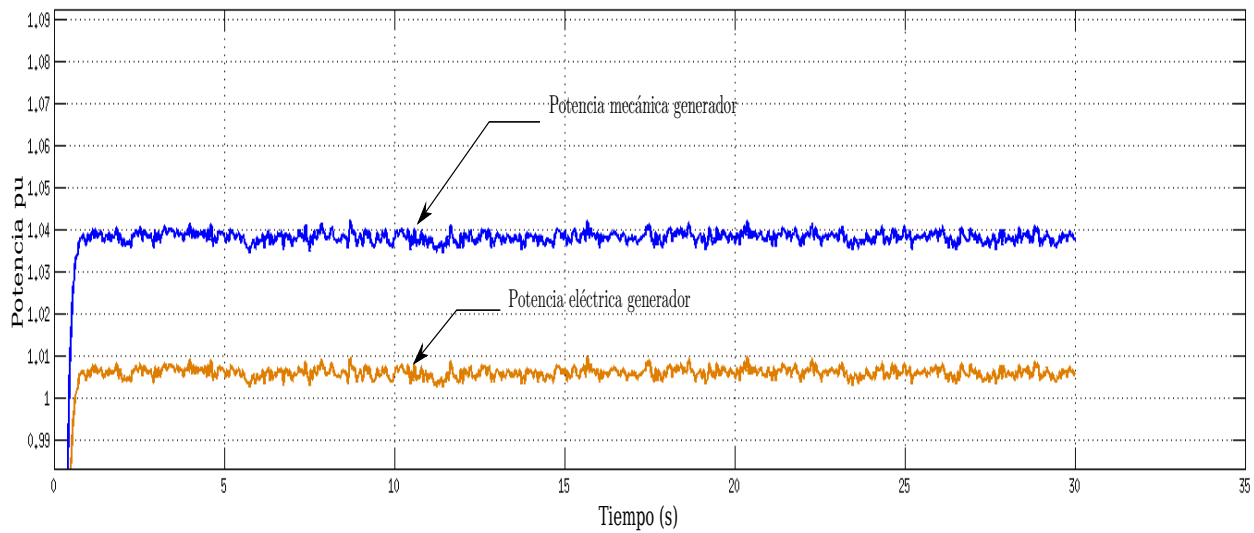


Figura 5.27: Potencia eléctrica vs mecánica para el generador

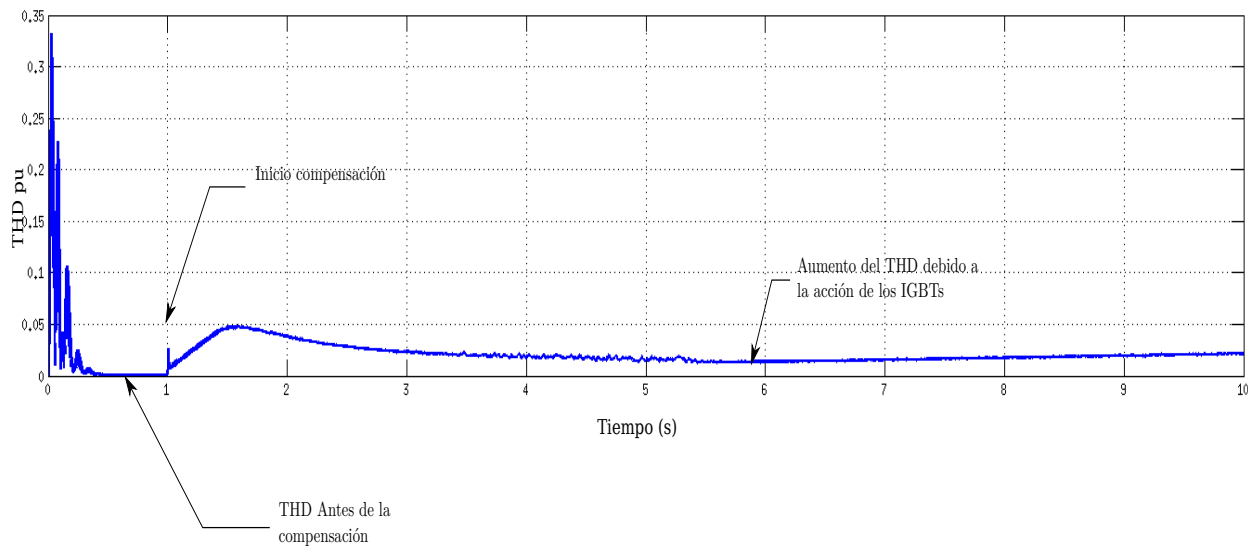


Figura 5.28: Distorsión armónica en la corriente de la red

5.3. ESQUEMA DE COMPENSACIÓN BASADO EN LA TEORÍA CLÁSICA Y SISTEMA DE TENSIONES

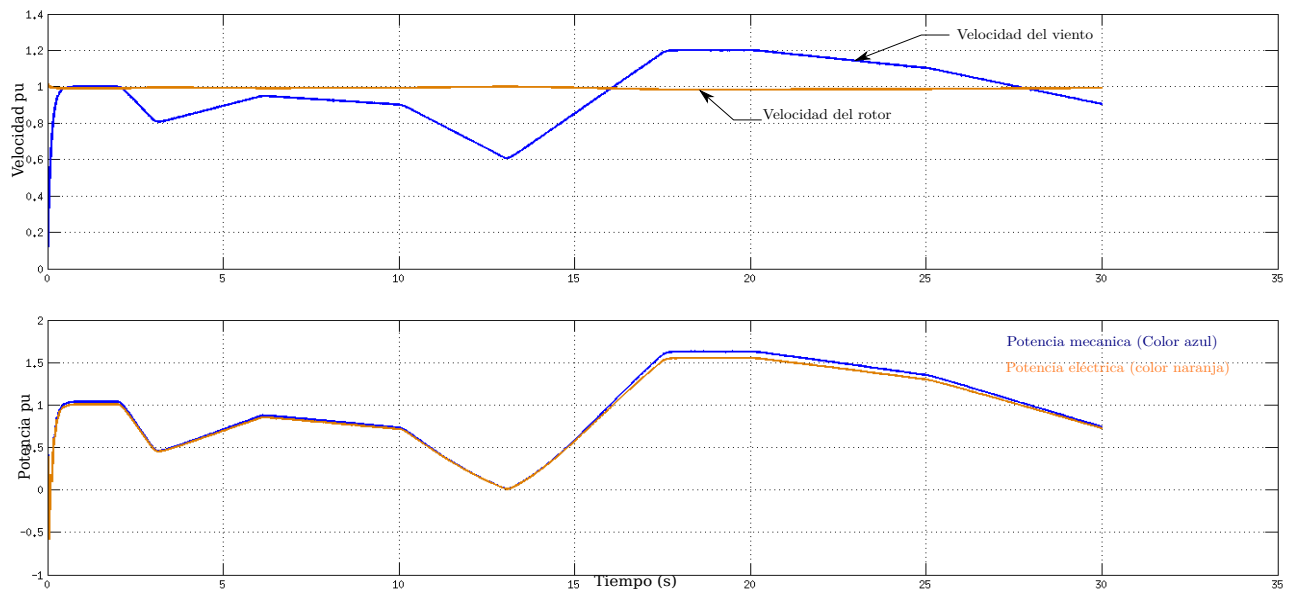


Figura 5.29: Velocidad del viento y rotor. Potencias mecánicas y eléctricas

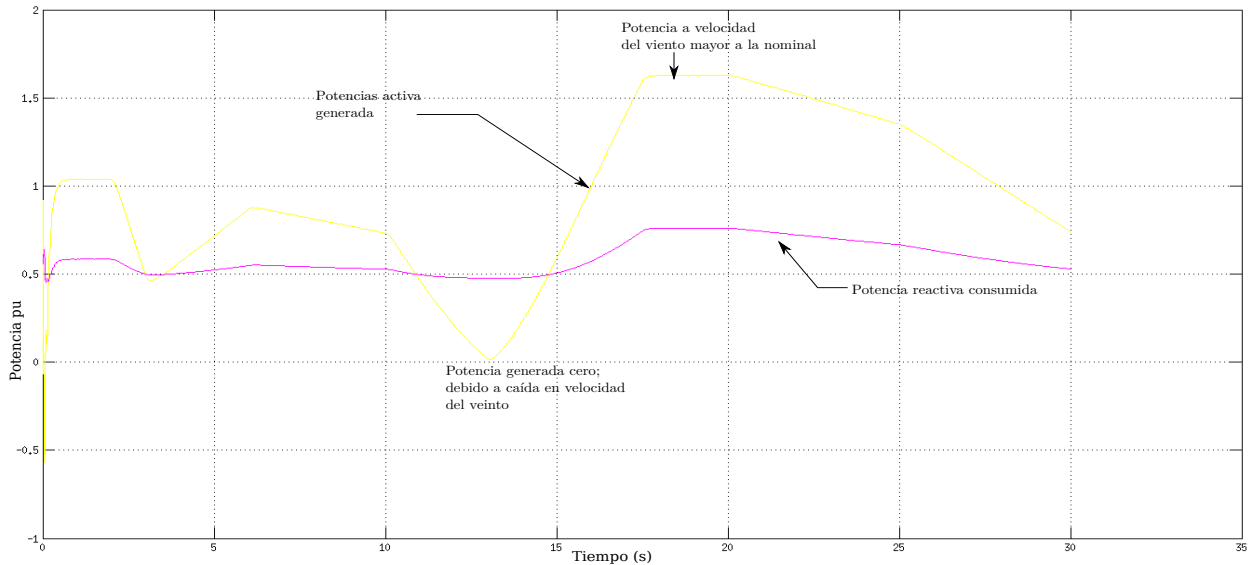


Figura 5.30: Comportamiento potencia reactiva en el generador al cambio de viento

El comportamiento de la potencia de la red se ve en el figura 5.31. La potencia activa varía según el viento, mientras que la potencia reactiva, al compensarse se hace cero, y se mantiene allí.

En cuanto al contenido armónico, se introducen componentes debido a la conmutación. Debido a la caída abrupta de la velocidad del viento, se introducen momentáneamente mas, como muestra la figura 5.32.

En la parte del convertidor, las corrientes que se generan para la compensación también se van ajustando, debido ha que la referencia se calcula con base las corrientes y tensiones provistas por el generador, y debido al cambio del viento, estas se alteran, lo que produce corrientes de compensación fluctuantes. A pesar de ello, las corrientes se comportan como el caso de velocidad contante. La tensión en el condensador también sufre de variaciones debido a lo anterior, como muestra la figura 5.33.

Las corrientes de la red y el generador varían según lo hace el viento, en magnitud pero conservando el desfase producto de la compensación y de un factor de potencia unitario. Las figuras 5.34 y 5.35, muestran éste efecto cuando la velocidad está por encima y por debajo de la nominal en los álabes de la turbina, para una de las fases.

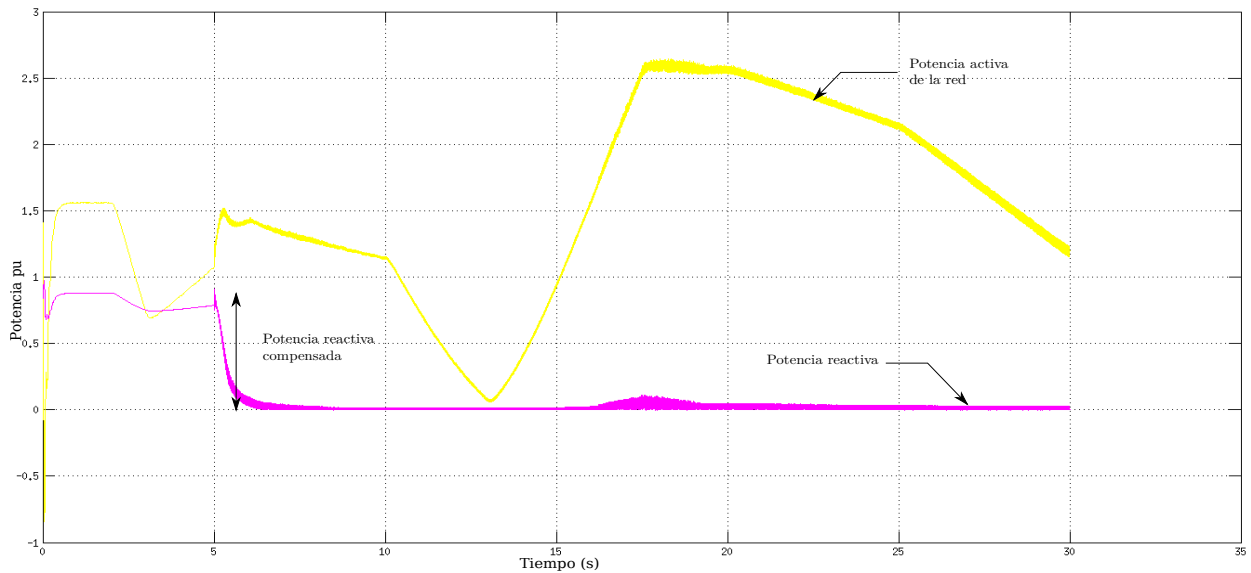


Figura 5.31: Potencia activa y reactiva de la red al cambio de viento

5.4. Esquema de compensación de la potencia oscilante

Para esta sección, se usa el esquema de compensación basado en la sección 3.6.3, el cual se tiene en cuenta la potencia media del generador para la compensación de la potencia oscilante y la reducción de armónicos debido a distorsiones en la tensión de la red; usando la ecuación 3.26 en el esquema de compensación. El viento en este caso es cercano al valor nominal para la turbina, y así apreciar mejor el efecto.

5.4.1. Red con generador eólico tipo-A, armónicos en la tensión

Se ubica el generador eólico en una red la cual presenta armónicos de quinto orden. Estos armónicos producen alteraciones en el sistema balanceado, y afectan las corrientes del generador y la red como muestra la figura 5.36.

Al entrar el sistema de compensación, la corriente del lado de la red entra en fase con tensión como causa de la compensación de la potencia reactiva. Se evidencia que no todos los armónicos son reducidos, sino una porción de los mismos. La figura 5.37.

Las figuras 5.38 y 5.39 muestran la potencia media, y la potencia mecánica y eléctrica respectivamente.

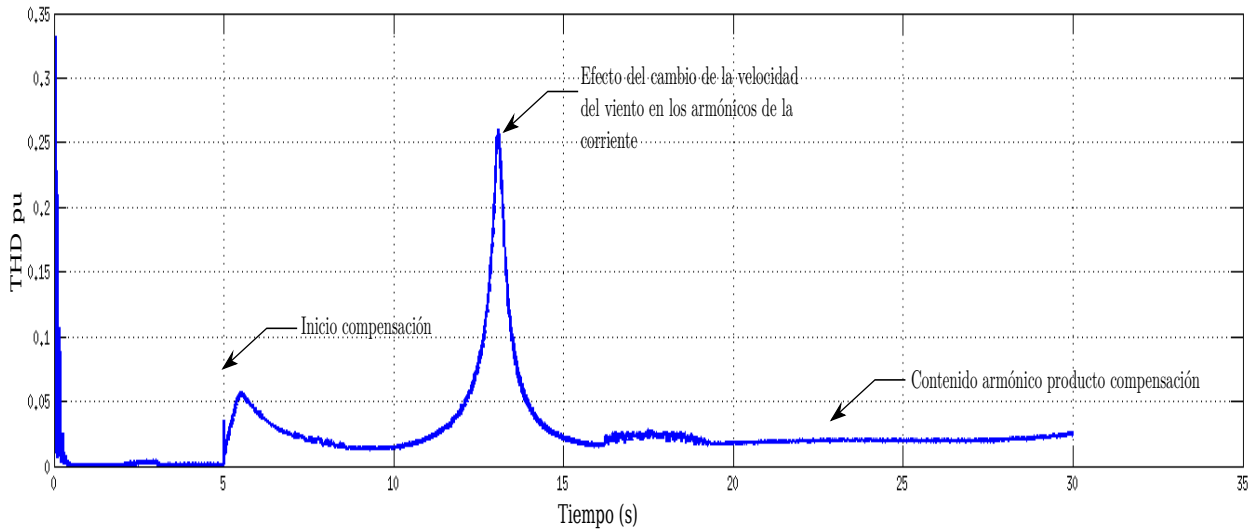


Figura 5.32: Contenido armónico en la corriente de la red con variación del tiempo

La principal característica de este esquema de compensación, es la reducción de los armónicos de la corriente de la red debidos a la presencia de estos en la tensión de la misma. El efecto de la compensación se puede observar en la figura 5.40, que causa reducción al alcanzar el estado estacionario.

Las corrientes del convertidor aparecen afectadas en el esquema de compensación, ya que las corrientes que se inyectan por este, se basan en medidas que reflejan el contenido armónico de la tensión de la red. La figura 5.41 muestra como las corrientes de referencia y las inyectadas por el convertidor, se ven afectadas.

Es de destacar también, que en dicho esquema la tensión en el condensador es controlada. La figura 5.42 muestra el el control en la tensión del condensador.

5.4.2. Red, turbina eólica, carga no lineal y armónicos en la tensión

Se considera el esquema de compensación de de 3.26, en un escenario mucho mas real, donde se presenta una carga resistiva $30kW$ en corriente directa, que debido a la acción del convertidor, introducen armónicos en la red. También se tiene en cuenta las variaciones en el perfil del viento, en un modelo que cuenta con caídas y subidas de velocidad por encima de la nominal. La figura 5.43 muestra la red en la cual se usó el esquema de compensación para

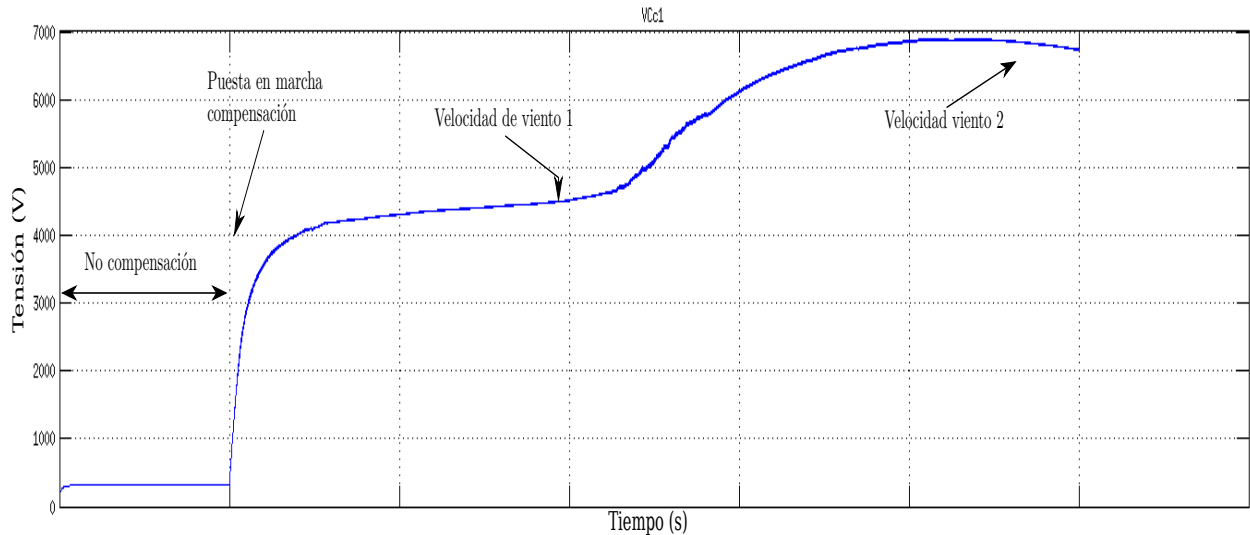


Figura 5.33: Tensión condensador viento variable

el control de la potencia oscilante.

Se observa en la figura 5.44, la forma de onda de la tensión y la corriente en la red; la corriente del generador alteradas por el contenido armónico en la tensión de la red; ya que el contenido armónico de la tensión en la red introduce armónicos en la corriente.

A pesar de las variaciones debidas a los armónicos, el factor de potencia se ve compensado como muestra la figura 5.45. Se nota que la corriente de la red alcanza la tensión de la misma, lo que es producto del factor de potencia unitario. La figura 5.46, muestra que la potencia reactiva de la red cae después de la entrada de la compensación al sistema de compensación.

La figura 5.47, muestra que la potencia mecánica y eléctrica se comportan de acuerdo a la velocidad del viento, mientras que la velocidad del rotor permanece constante.

Las formas de onda del convertidor se ven alteradas por el contenido armónico de la red, y como producto de la carga no lineal como muestra la figura 5.48. La figura 5.49, muestra la tensión del condensador durante la simulación.

Antes de la compensación, la figura 5.50 muestra que las formas de onda de las corrientes presentan alto contenido armónico que distancia su apariencia de una sinusoidal. Luego de la compensación, la figura 5.51 muestra como es compensado los armónicos y su apariencia vuelve a ser mas sinusoidal. La figura 5.52, muestra que la corriente de la red si sufre una disminución en el contenido armónico debido al sistema de compensación empleado. Dicho

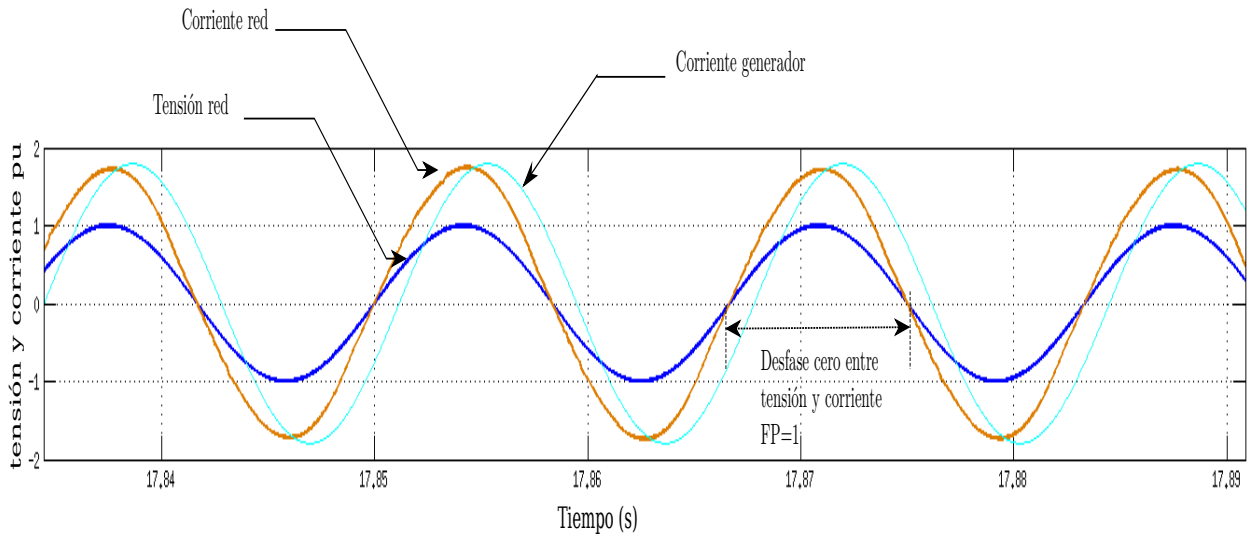


Figura 5.34: Corriente red viento superior del nominal

valor de distorsión armónica se ve influenciado por la velocidad del viento, que al variar la potencia de la máquina, refleja variaciones en la corriente que el generador eólico inyecta a al red.

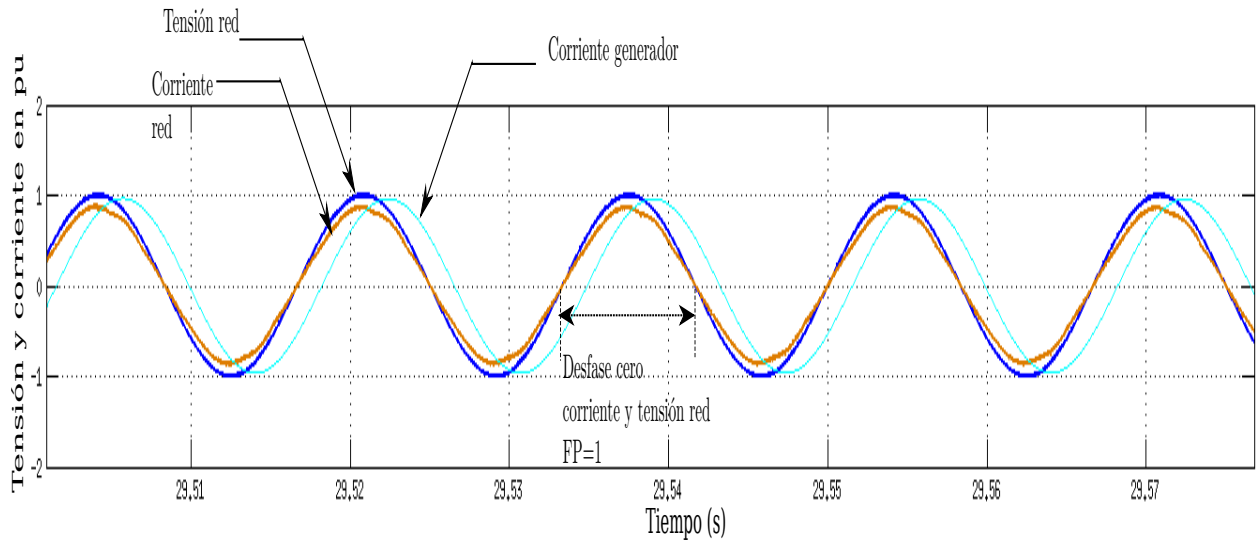


Figura 5.35: Corriente red viendo debajo nominal

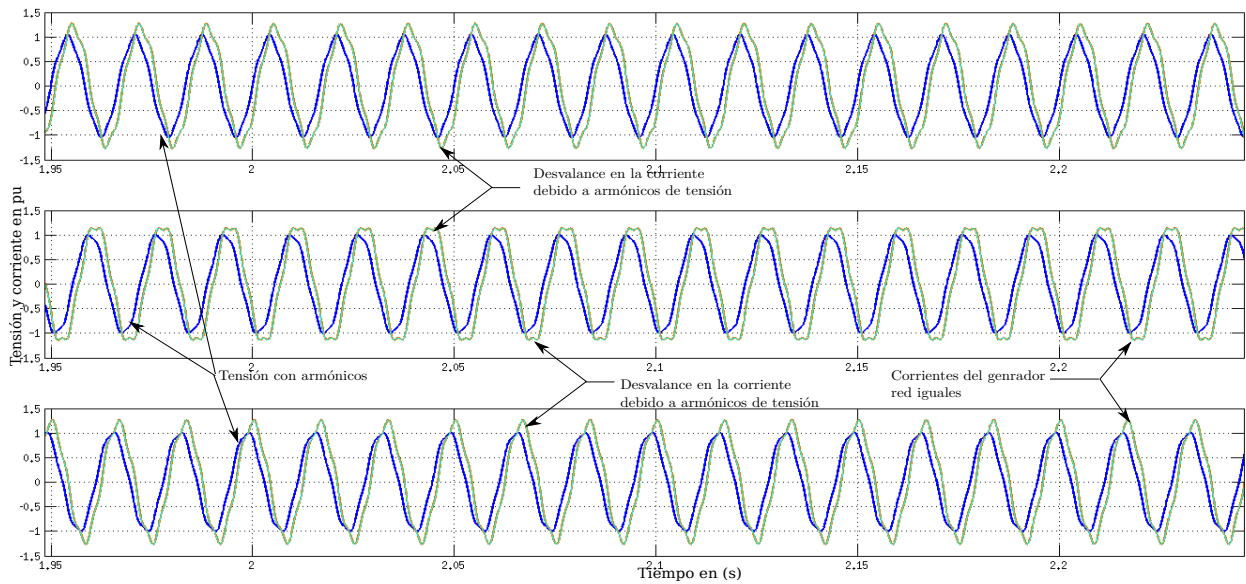


Figura 5.36: Tensión y corrientes en la red y el generador sin compensar esquema 2

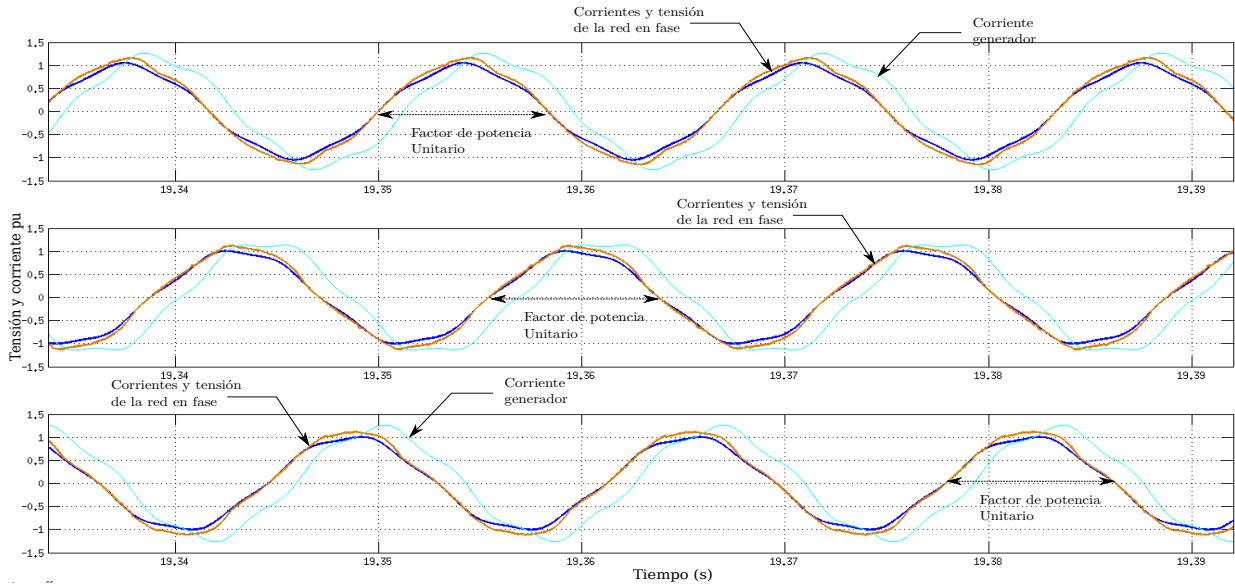


Figura 5.37: Tensión y corrientes en la red y el generador con compensación esquema 2

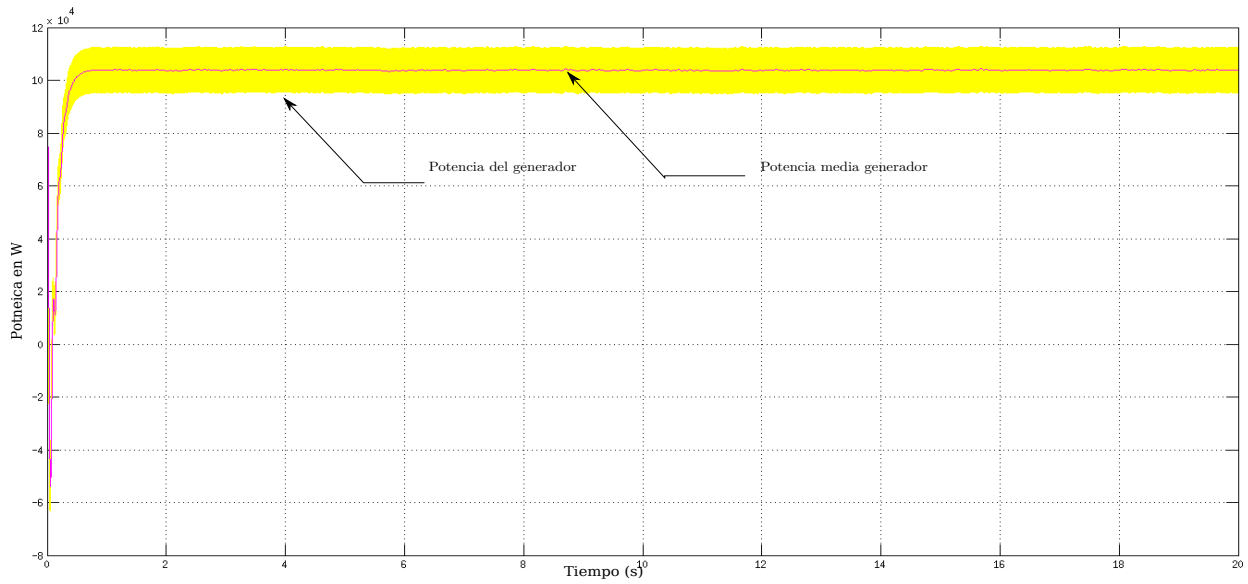


Figura 5.38: Potencia media del generador esquema 2

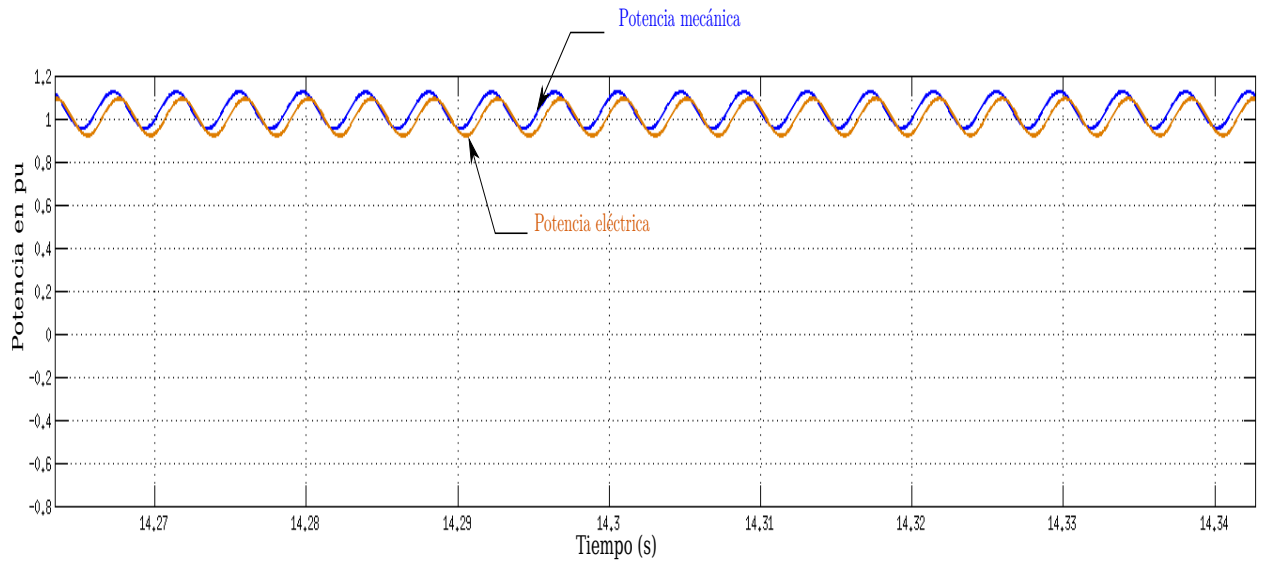


Figura 5.39: Potencia eléctrica y mecánica del generador esquema 2

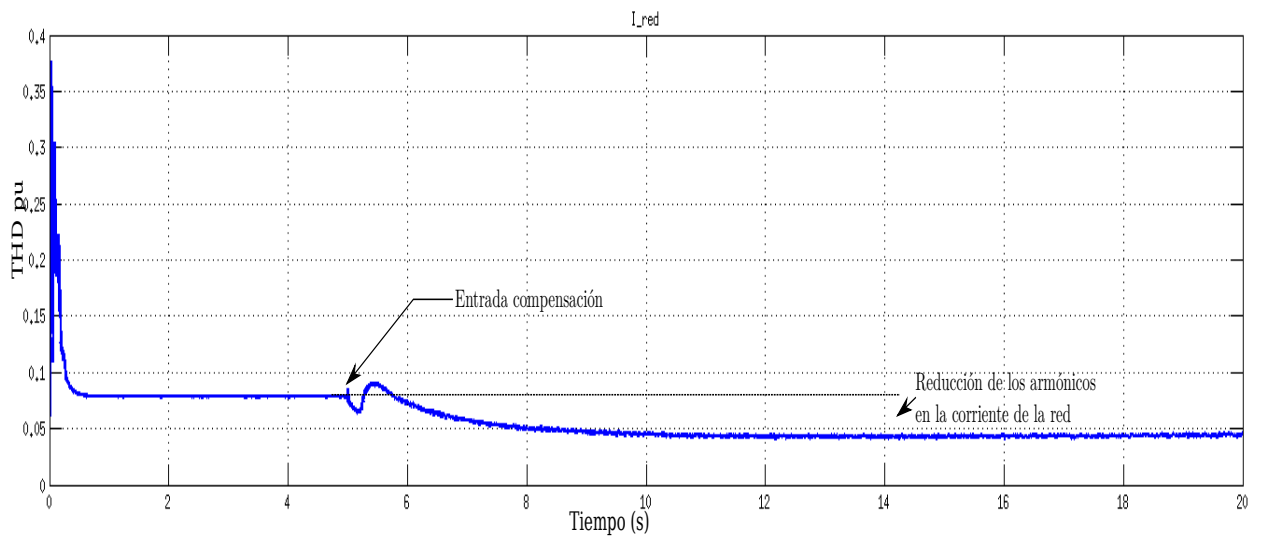


Figura 5.40: THD de al corriente de la red esquema 2

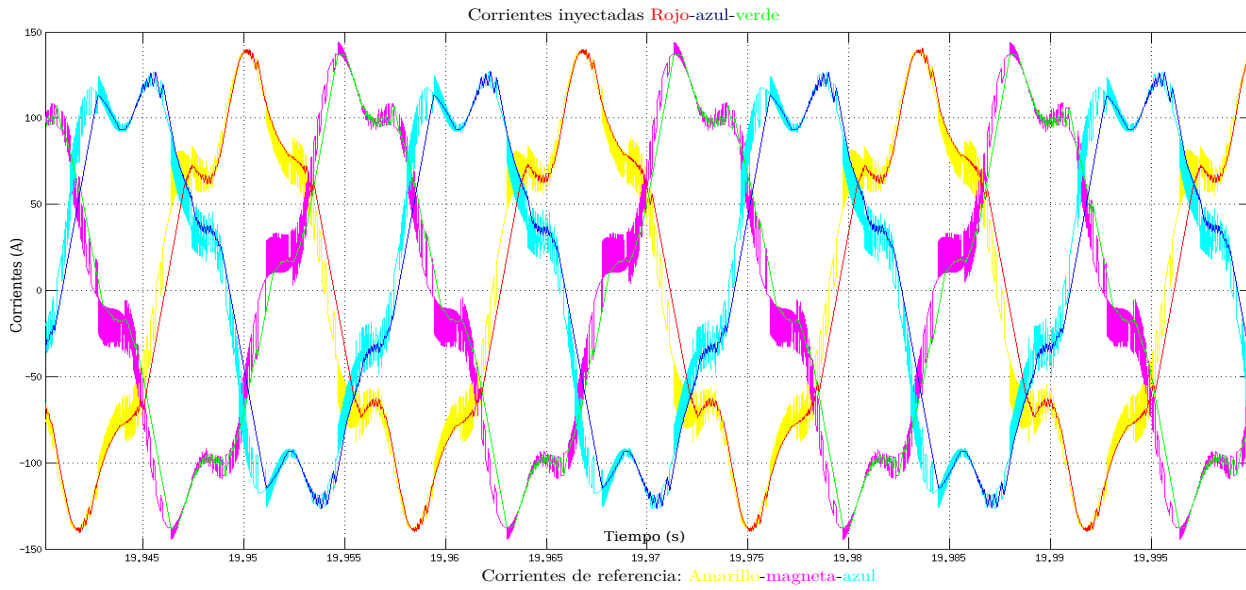


Figura 5.41: Corriente del convertidor en estado estable esquema 2

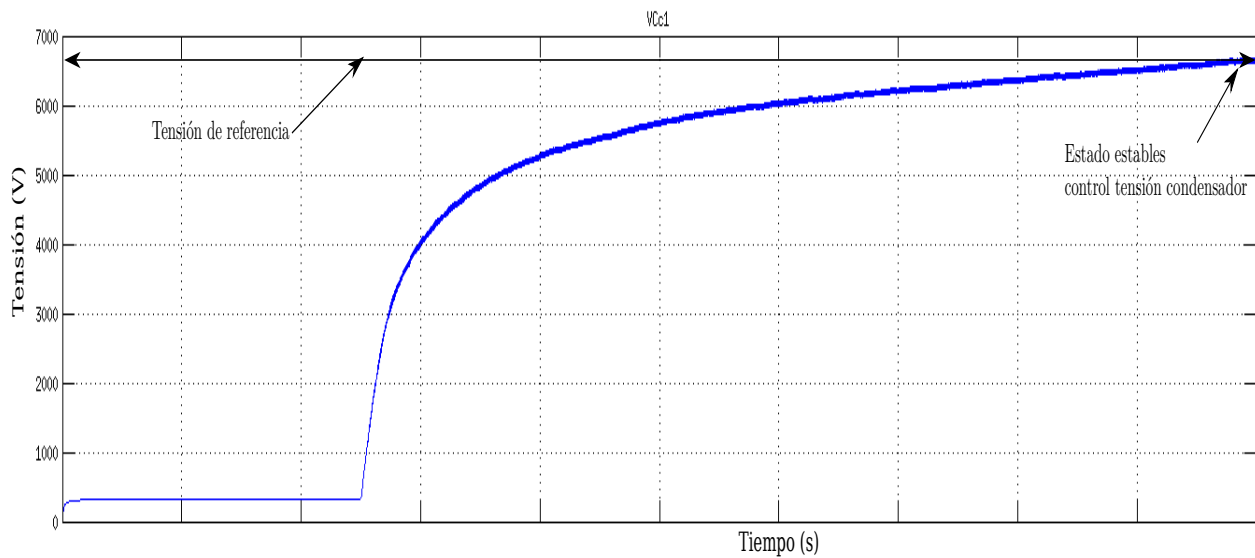


Figura 5.42: Control de la tensión en el condensador esquema 2

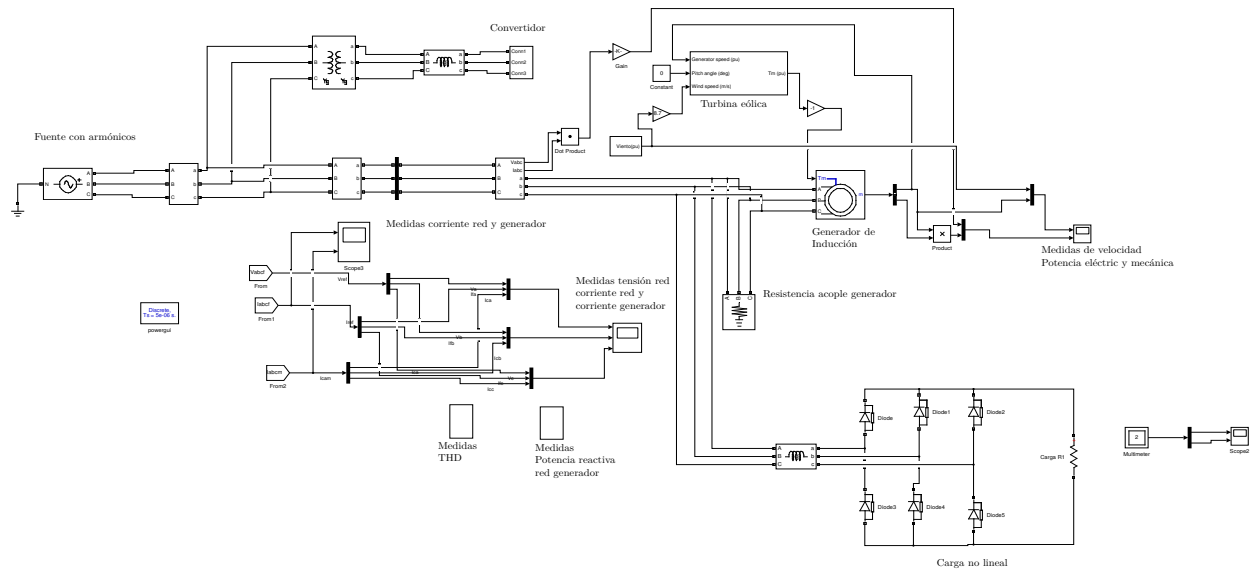


Figura 5.43: Red, carga no lineal y generador de inducción usados

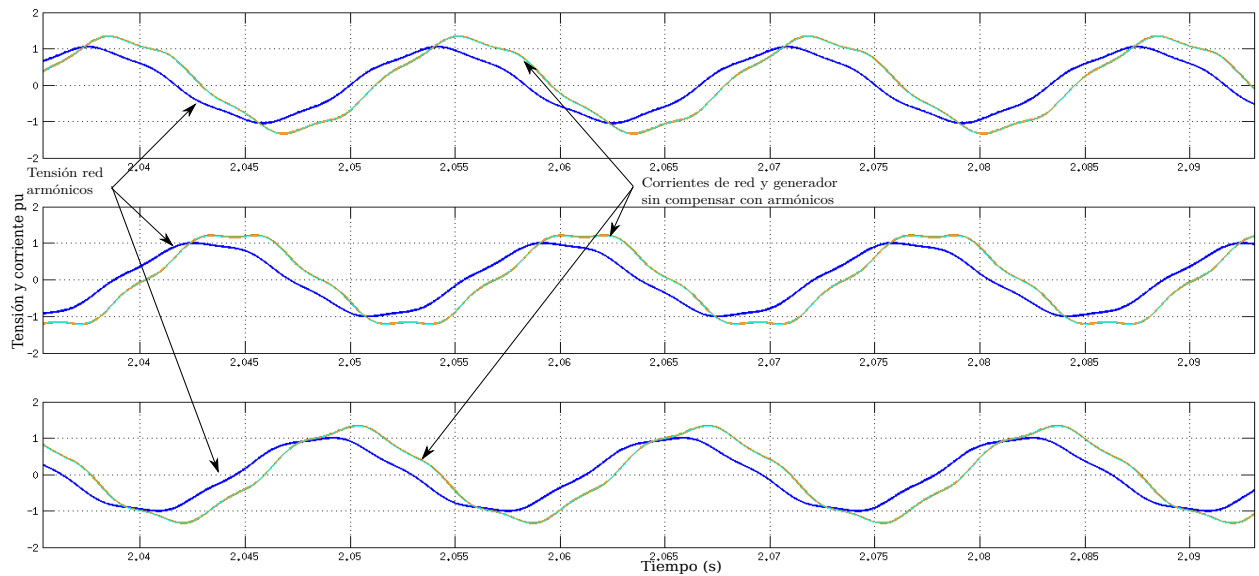


Figura 5.44: Contenido armónico de tensión y corrientes del generador y red en el PCC

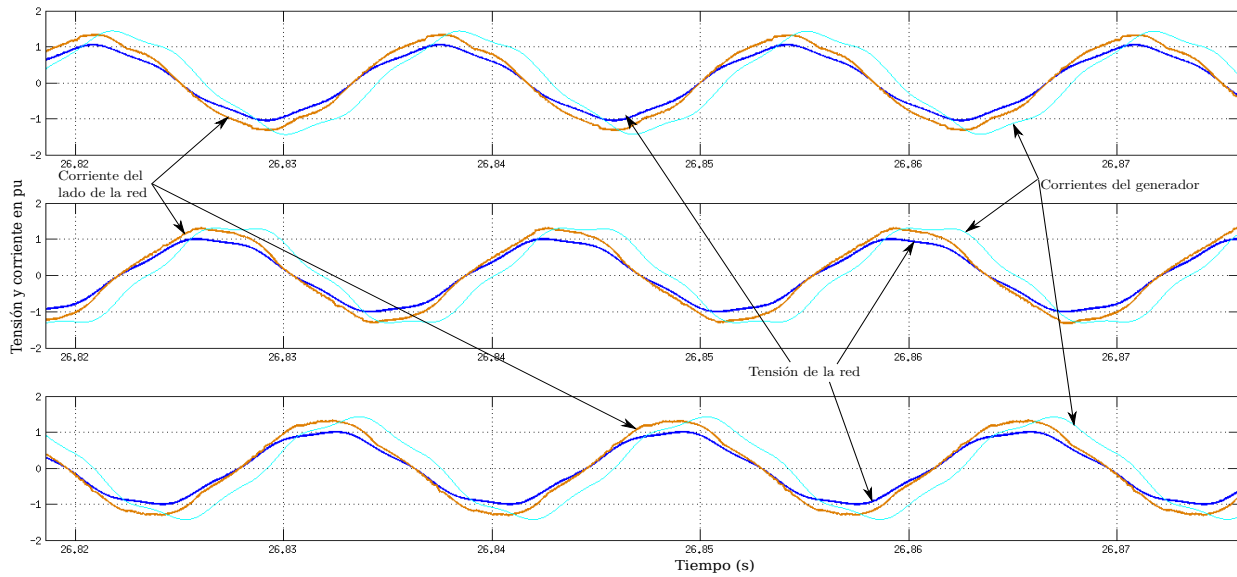


Figura 5.45: Contenido armónico de tensión y corrientes del generador y red en el PCC con compensación

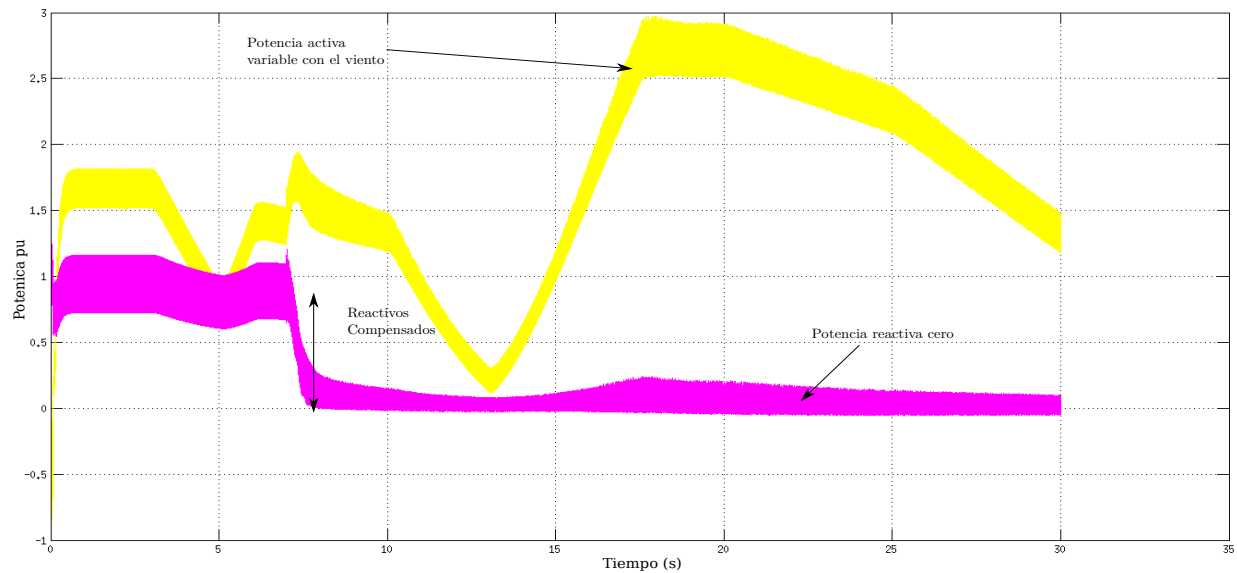


Figura 5.46: Potencia de la red con el esquema de compensación 2

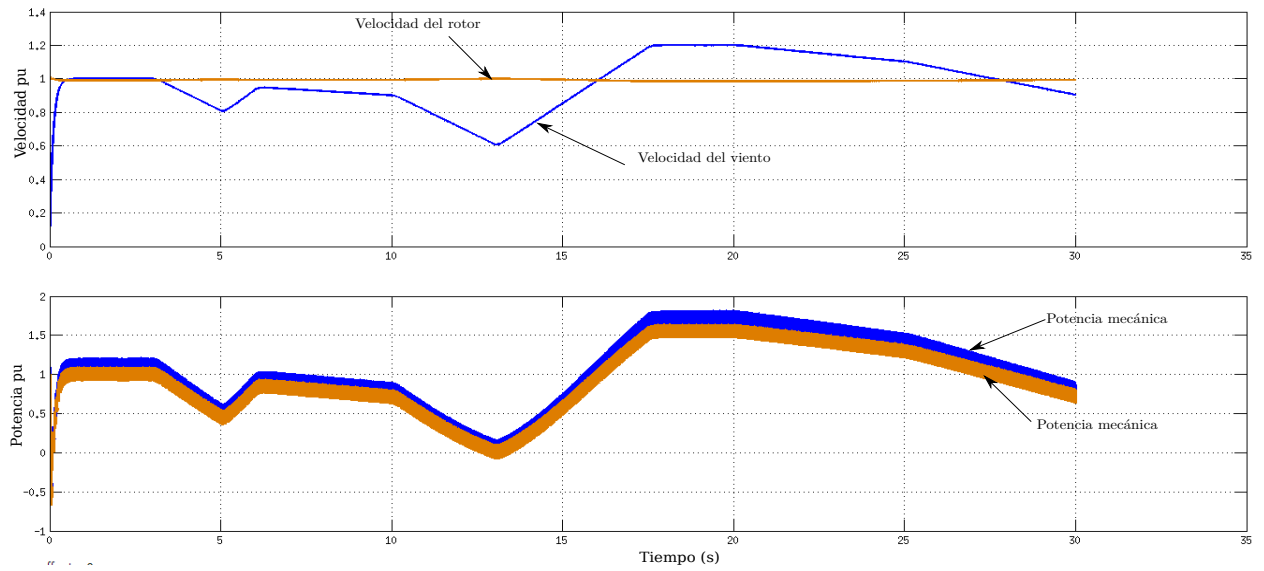


Figura 5.47: Potencia mecánica, eléctrica y velocidad del viento

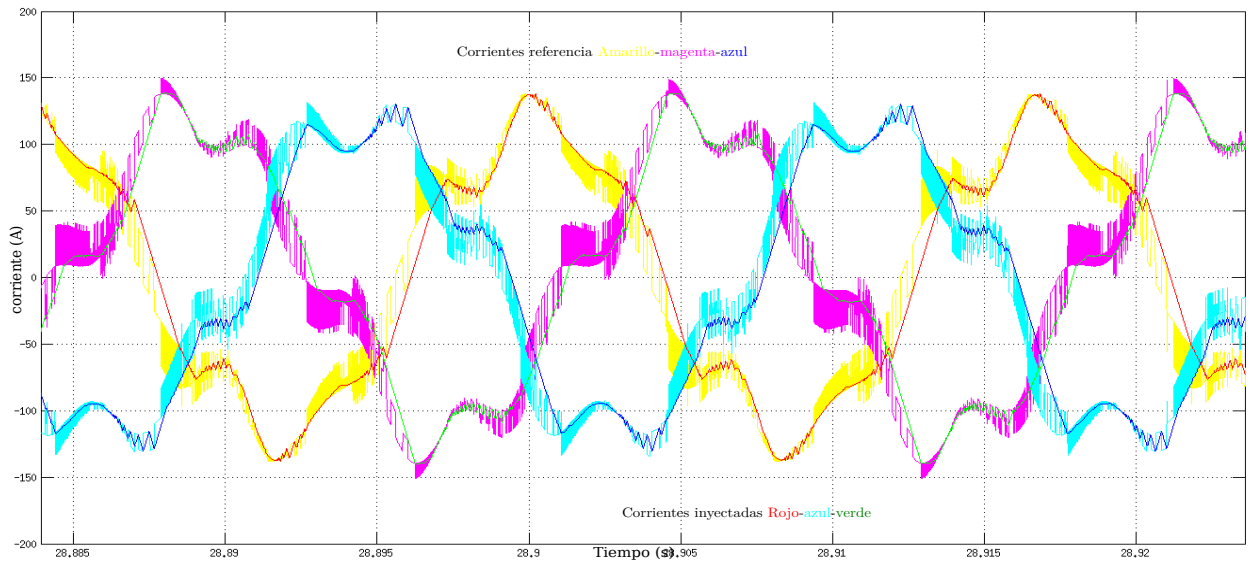


Figura 5.48: Corrientes convertidor esquema potencia oscilante

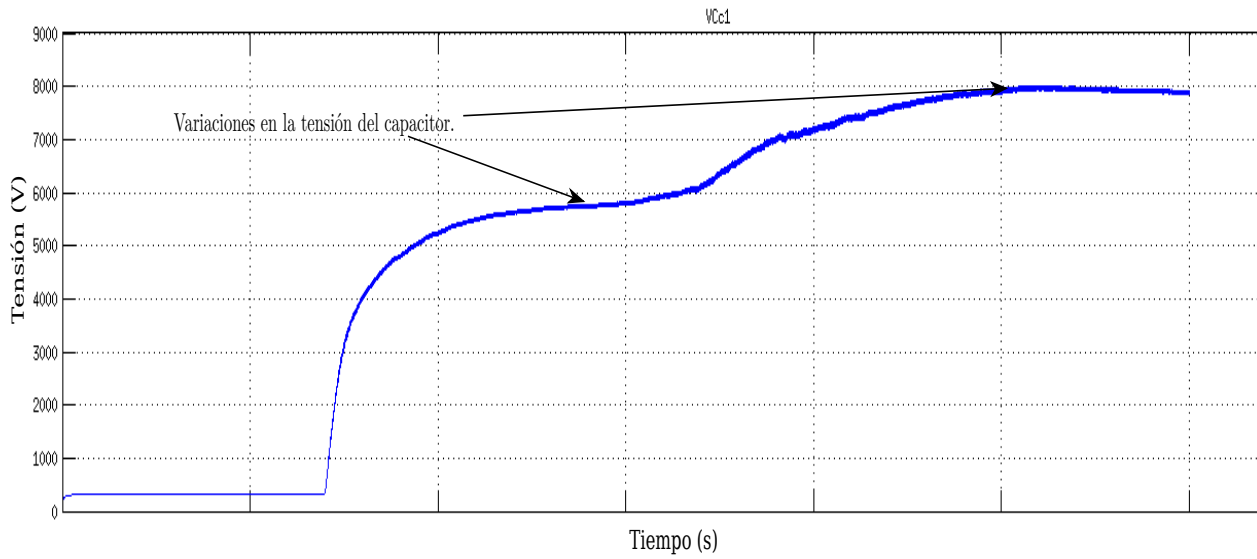


Figura 5.49: Control del condensador

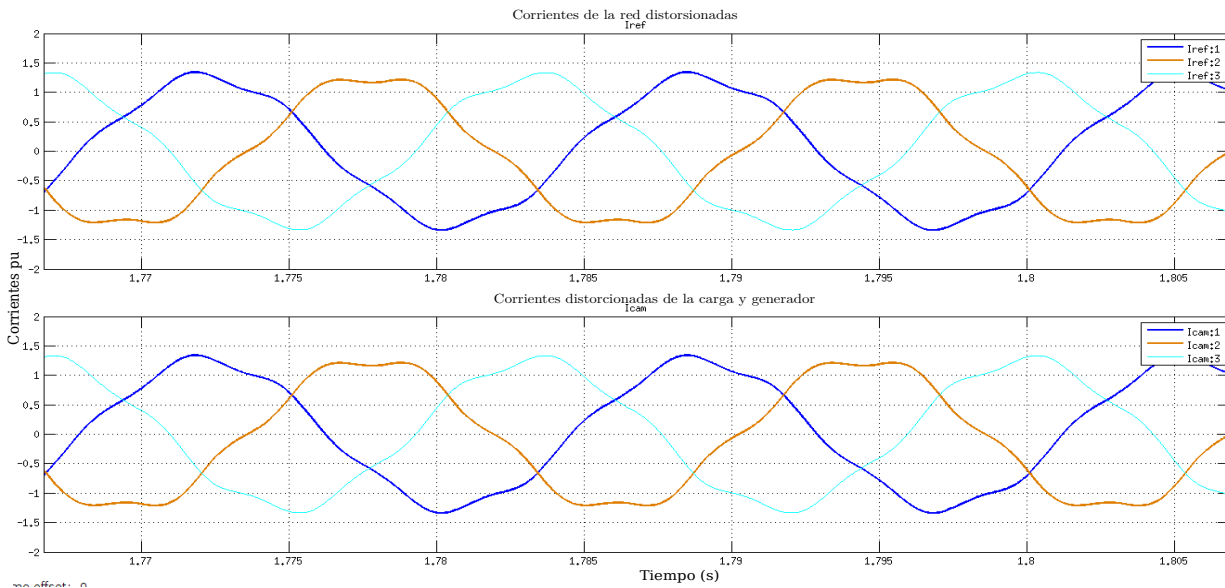


Figura 5.50: Corrientes sin compensar con el esquema 2

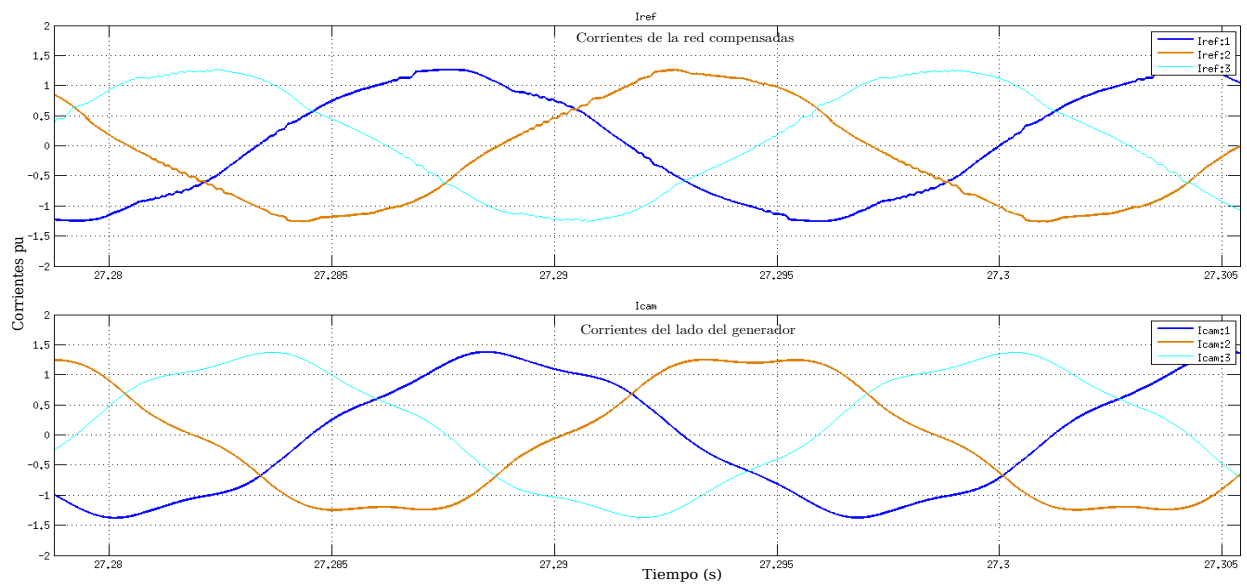


Figura 5.51: Corrientes compensadas con el esquema 2

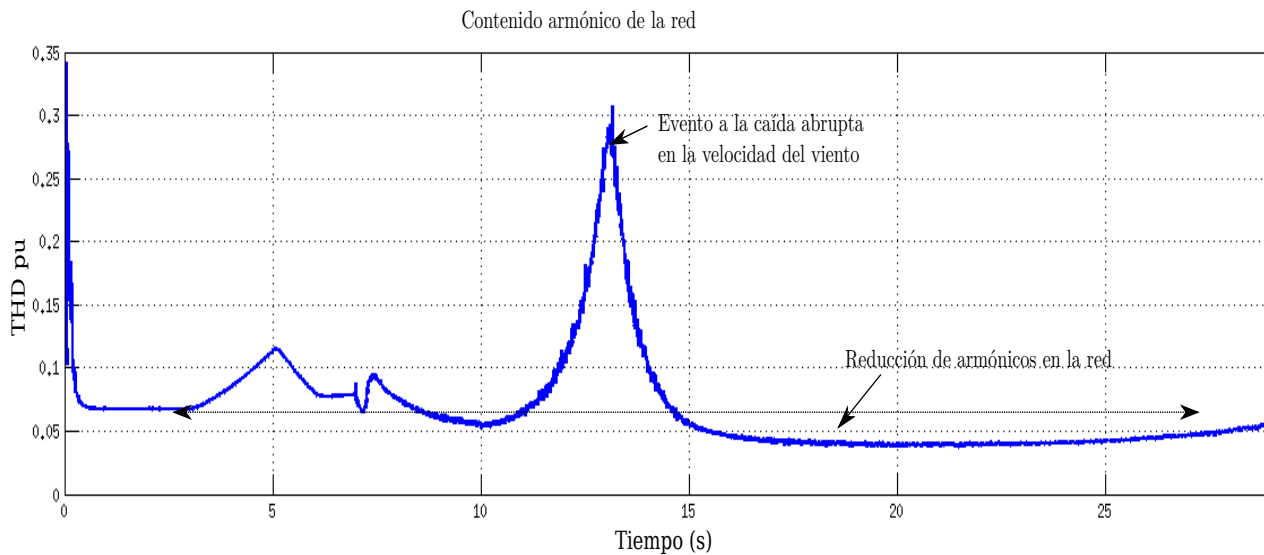


Figura 5.52: THD de la corriente del lado de la red

5.5. Esquema de compensación factor de potencia unitario, control de potencia

Se pone bajo las mismas condiciones del caso anterior, de viento y armónicos en la tensión, el sistema de compensación. Todo operando junto a la turbina tipo-A y/o la carga lineal

5.5.1. Red con armónicos en la tensión, viento variable y generador eólico

Inicialmente se muestran las formas de onda de la tensión y la corriente en la red, junto a la tensión en el lado del generador sin compensar, como en la figura tal. Luego, se nota en la figura tal, que el esquema es capaz de compensar la potencia reactiva de la red a pesar del contenido armónico de la red.

La potencia reactiva del lado de la red, también se ve compensada como en los casos anteriores. La figura 5.56, muestra la potencia activa junto a la reactiva, y la forma de como después de la compensación la potencia reactiva cesa a cero.

Los armónicos, en caso contrario que el esquema de control de la potencia oscilante, se

5.5. ESQUEMA DE COMPENSACIÓN FACTOR DE POTENCIA UNITARIO, CONTROL DE POTE

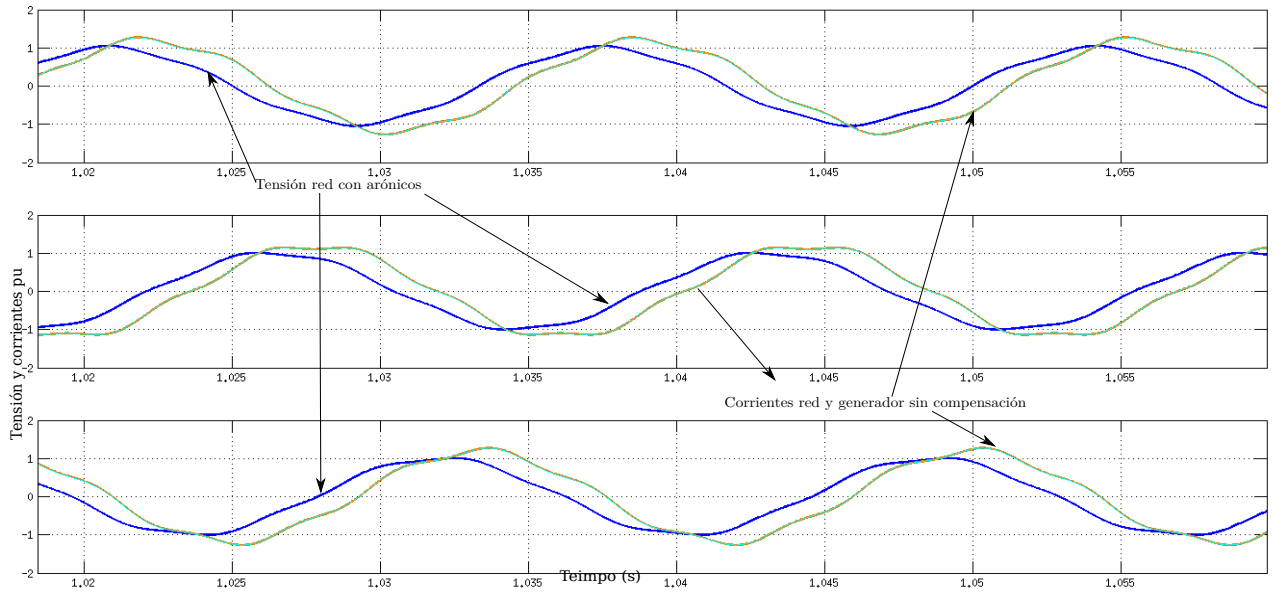


Figura 5.53: Tensión y corriente en red, y corriente en generador sin compensación

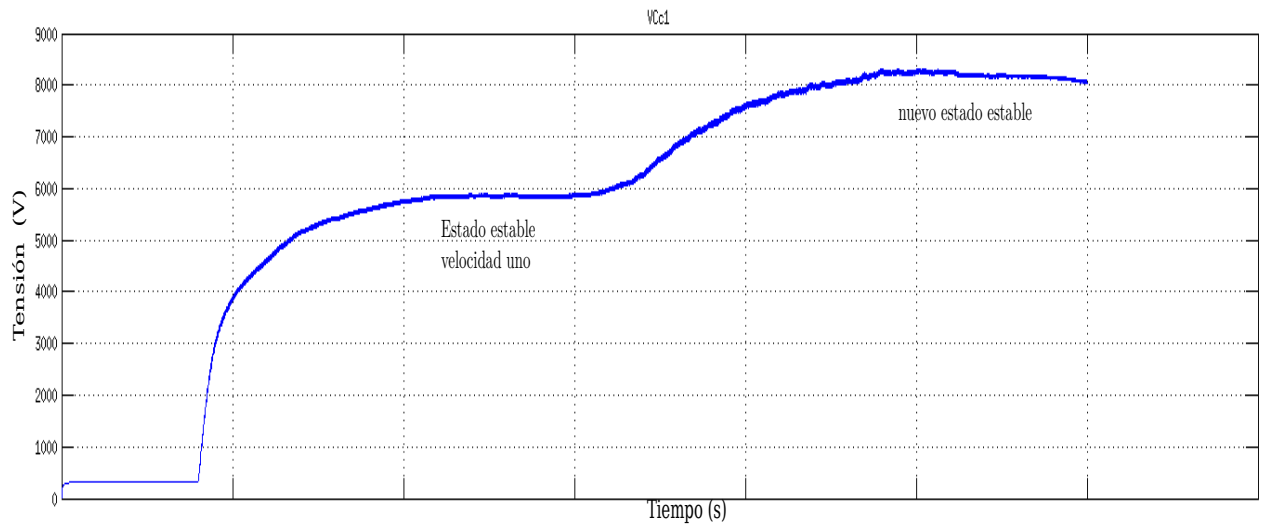


Figura 5.54: Control condensador esquema de compensación 3

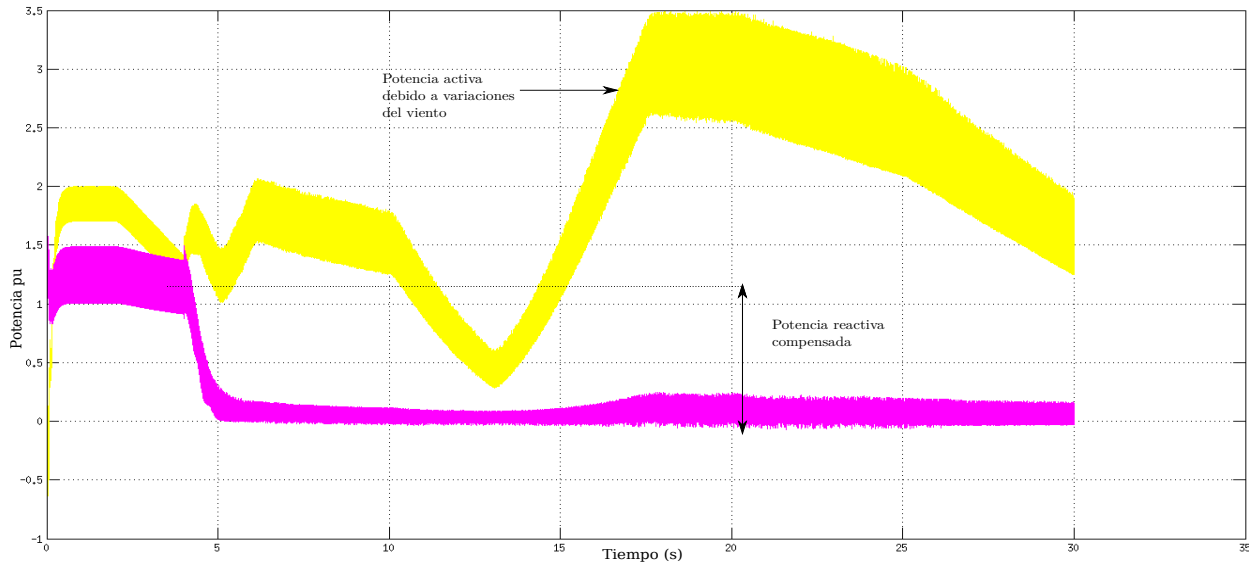


Figura 5.55: Potencia activa y reactiva de la red

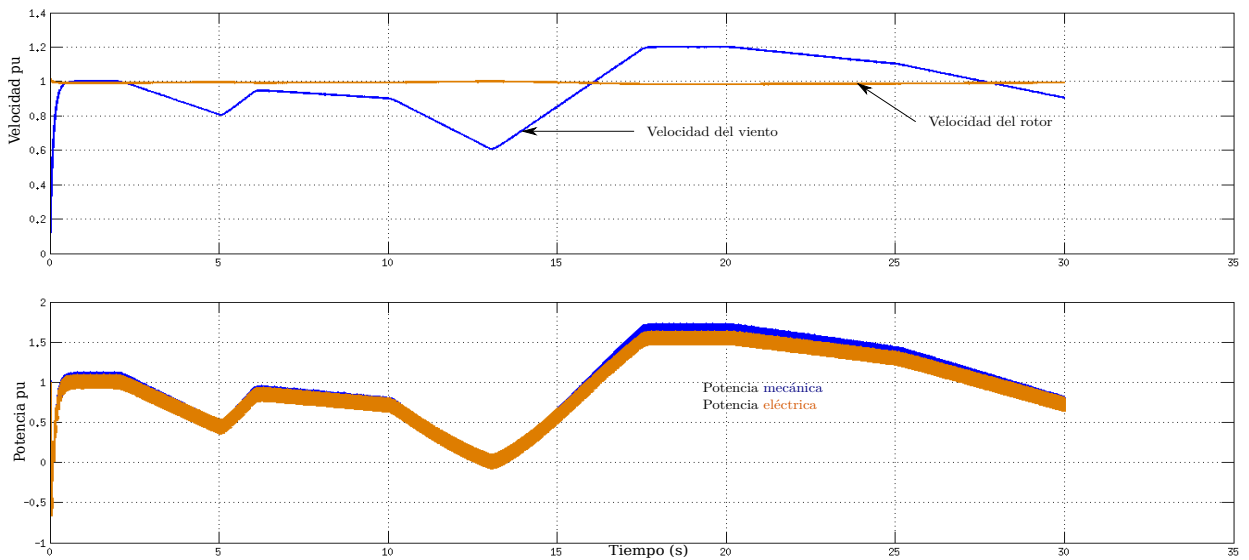


Figura 5.56: Potencia mecánica, eléctrica y velocidad rotor y viento en la turbina

5.5. ESQUEMA DE COMPENSACIÓN FACTOR DE POTENCIA UNITARIO, CONTROL DE POTE

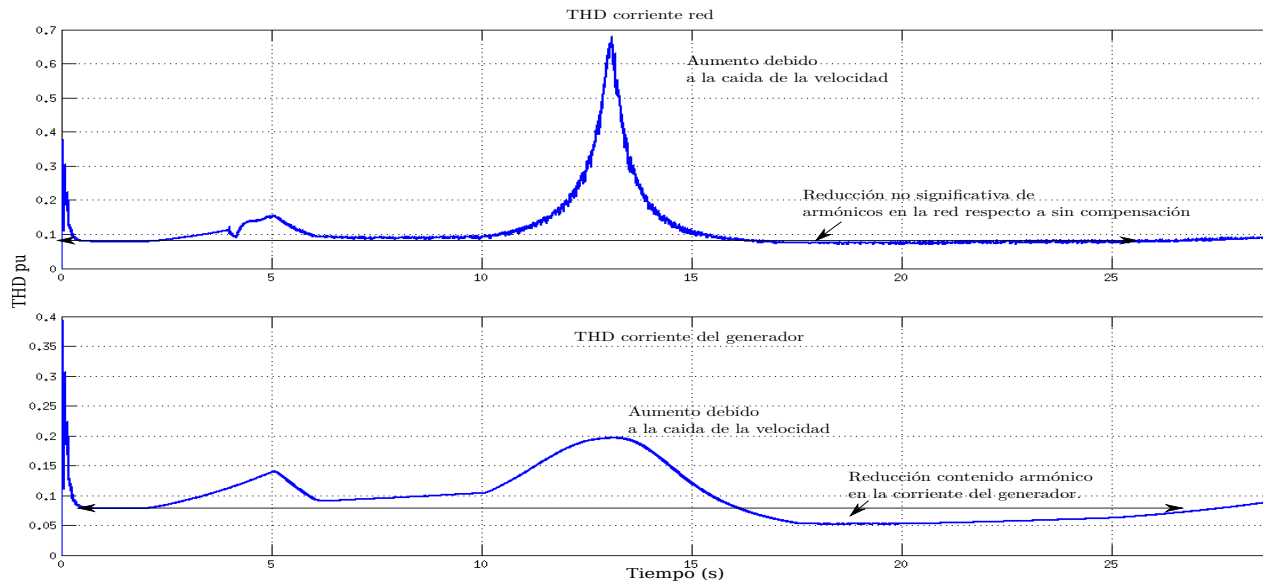


Figura 5.57: THD en las corrientes de la red y del generador eólico tipo-A

contrarrestan en la corriente del generador mas que en la corriente de la red, como muestra al figura 5.57.

Las corrientes que inyecta el convertidor, presentan formas similares a las anteriores, como se muestra en la figura 5.58. La tensión en el condensador se logra apreciar en la figura 5.59. En la primera se nota la influencia de los armónicos en la tensión de la red, mientras la segunda variaciones debidas al control del condensador.

5.5.2. Red con armónicos en la tensión, viento variable y carga no lineal

El caso sin compensación, es igual al caso con carga no lineal del esquema 2, como la figura 5.50. La figura 5.54, muestra la compensación con el esquema 3, de acuerdo con la ecuación 3.27 del capítulo 3. Esta, muestra como en casos anteriores, que la corriente de la red alcanza a la tensión en fase, resultado de la compensación del factor de potencia a la unidad.

La figura 5.61, muestra que la potencia reactiva también se compensa en el lado de la red, llegando a un valor cercano a cero.

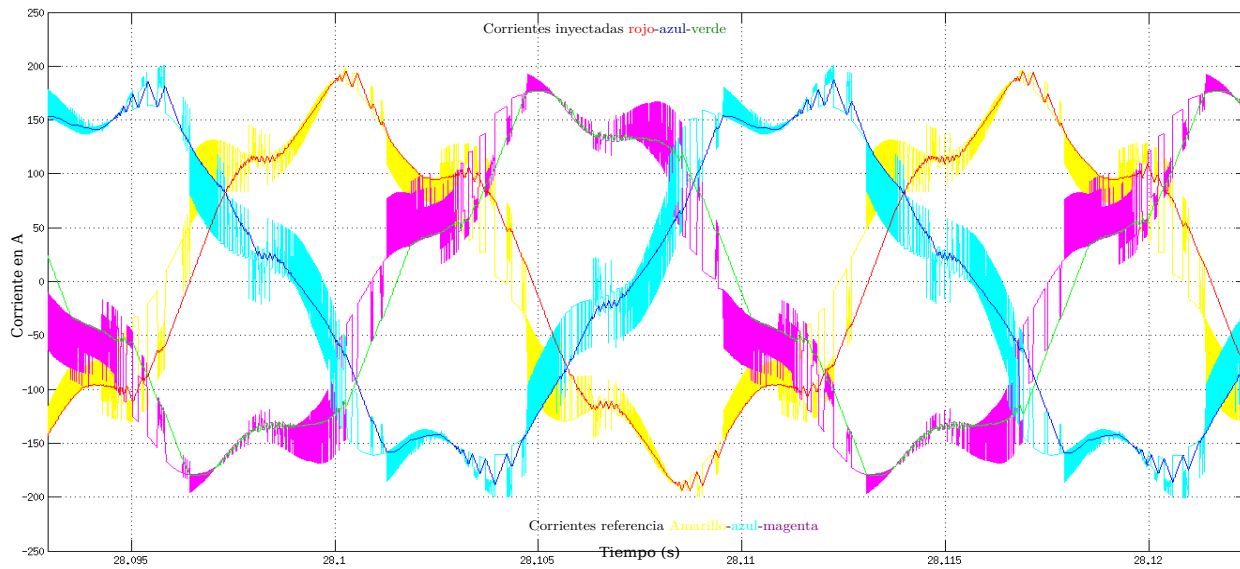


Figura 5.58: Corrientes convertidor para esquema factor de potencia unitario, control potencia oscilante

La figura 5.62, muestra el contenido armónico para la corriente tanto del lado de la red como del generador. Se evidencia que la corriente del generador es al que sufre reducción en el contenido de armónicos.

Las corrientes del convertidor se ven afectadas como en los casos anteriores y no son puramente sinusoidales. La figura 5.63, muestra este hecho donde las corrientes de referencia e inyectas se ven afectadas. Se muestra la tensión del condensador en la figura 5.64.

5.5. ESQUEMA DE COMPENSACIÓN FACTOR DE POTENCIA UNITARIO, CONTROL DE POTENCIA

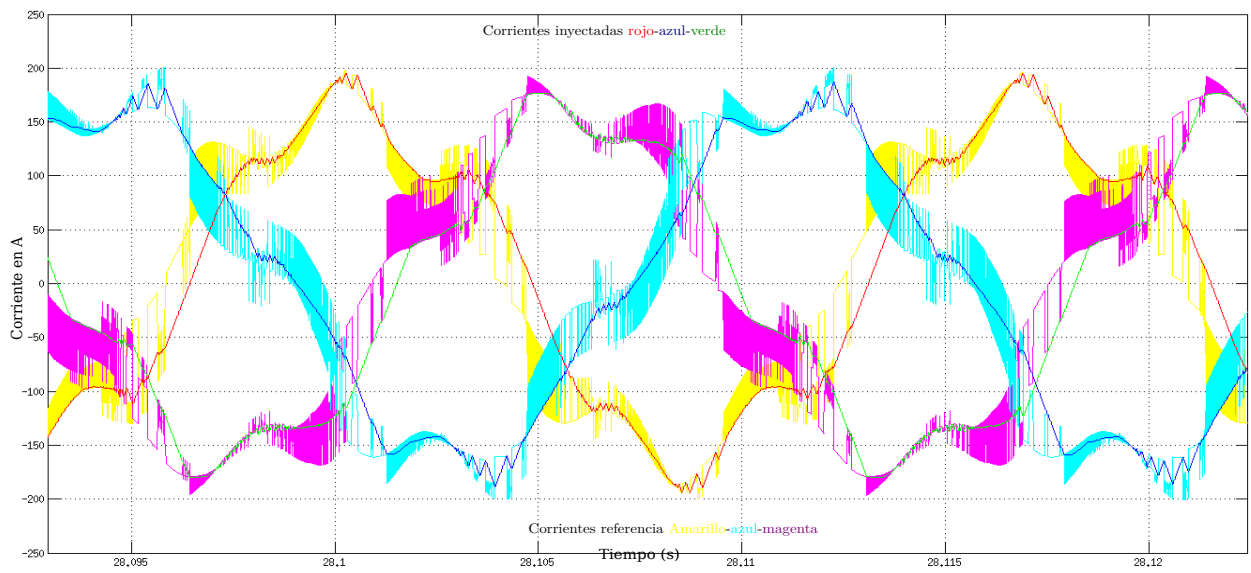


Figura 5.59: Corrientes convertidor para esquema factor de potencia unitario, control potencia oscilante

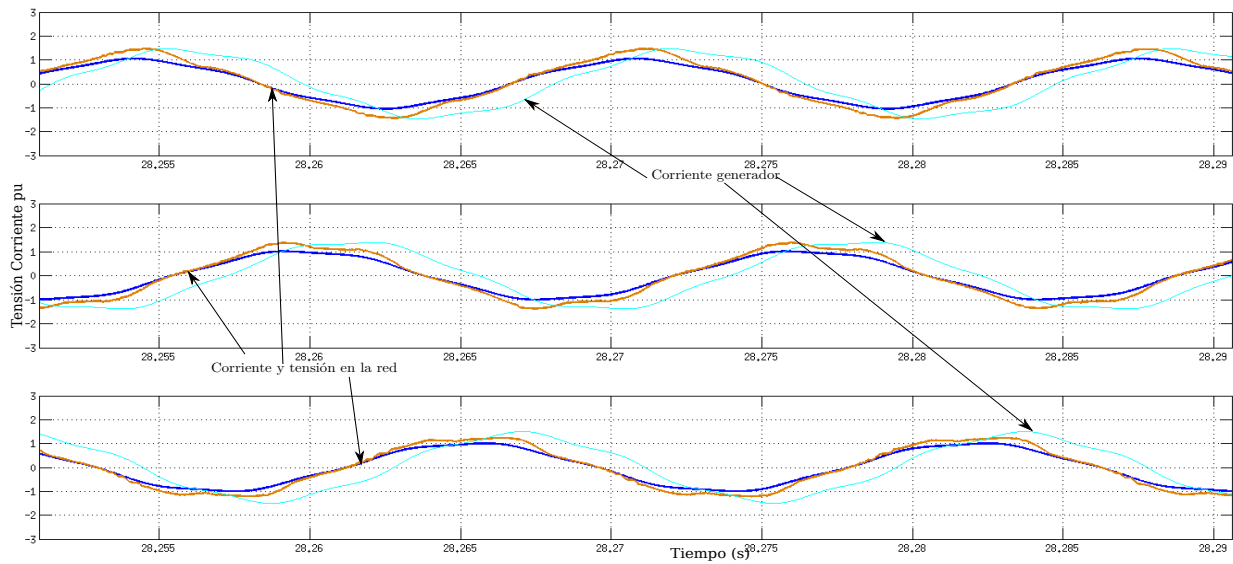


Figura 5.60: Tensión y corriente red, corriente en el generador compensada usando esquema 3

5.5. ESQUEMA DE COMPENSACIÓN FACTOR DE POTENCIA UNITARIO, CONTROL DE POTE

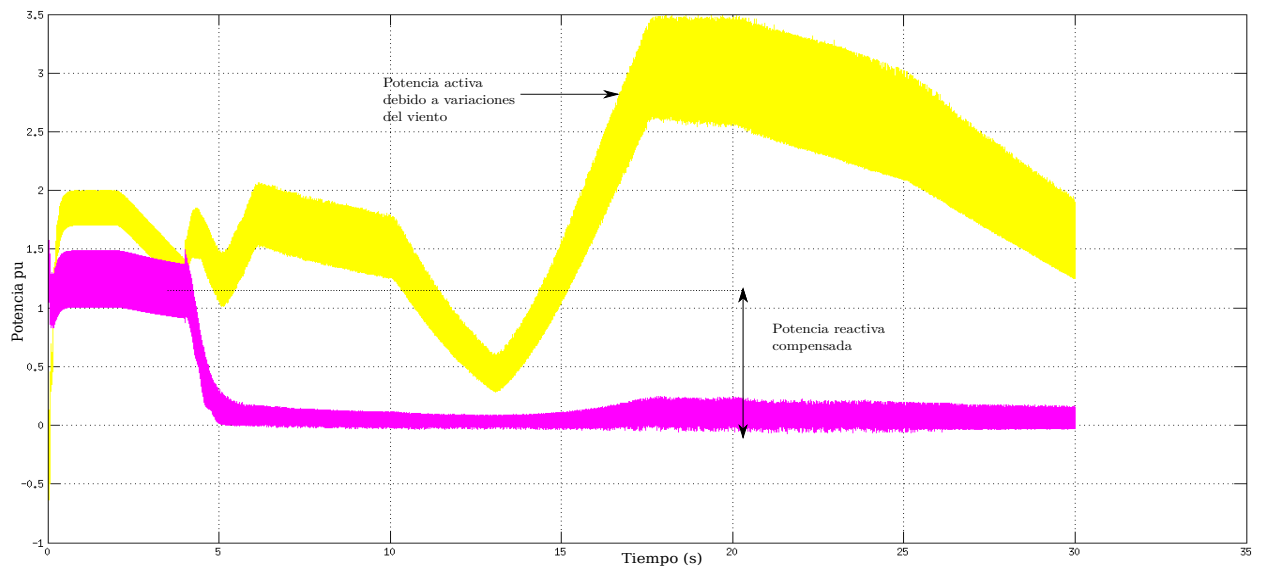


Figura 5.61: Potencia activa y reactiva con esquema de compensación 3 carga no lineal y generador tipo-A

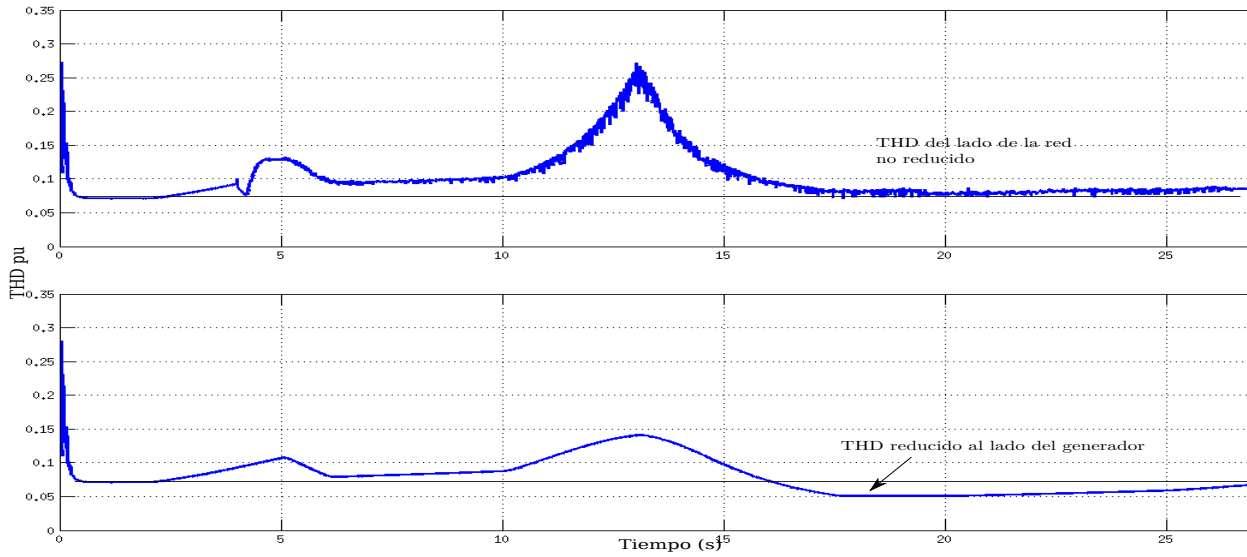


Figura 5.62: THD del lado de la red (arriba) y del generador (abajo)

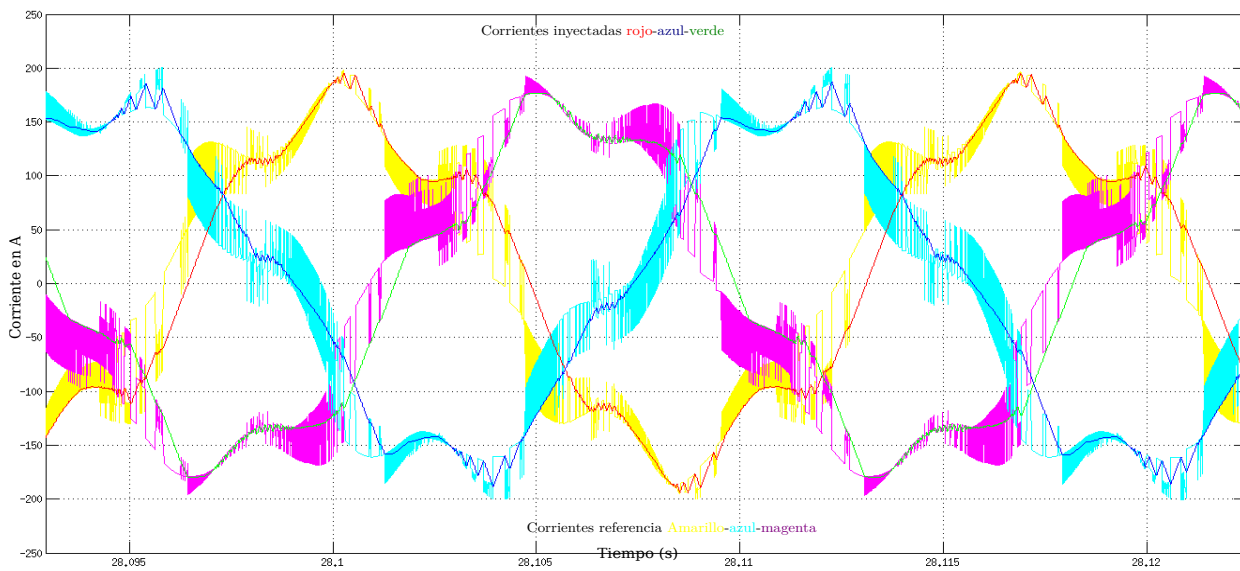


Figura 5.63: Corrientes convertidor para esquema factor de potencia unitario, control potencia oscilante

5.5. ESQUEMA DE COMPENSACIÓN FACTOR DE POTENCIA UNITARIO, CONTROL DE POTE

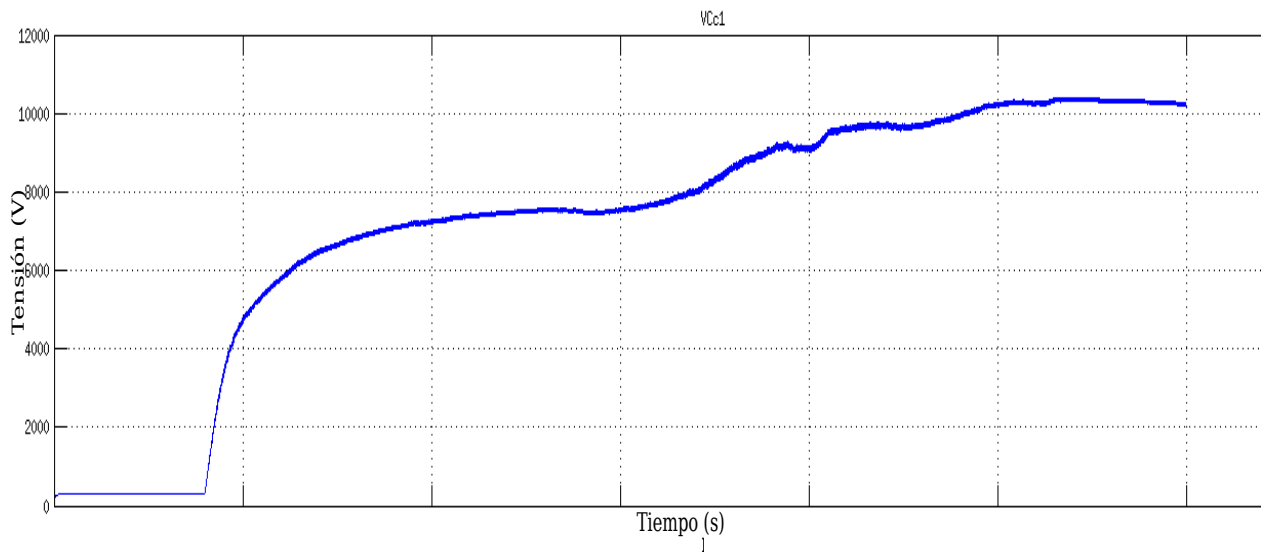


Figura 5.64: Control condensador esquema 3

Capítulo 6

Conclusiones

El sistema de compensación es capaz de proveer al sistema de generación eólico de potencia reactiva a pesar de los cambios en abruptos en la velocidad del viento que afectan la potencia, como muestra la figura 5.30. Lo que demuestra que con el sistema de compensación adecuado, la generación eólica no causará inestabilidades debidas a las caídas en los perfiles de tensión en la red a la cual se conecta el generador.

Es posible por medio del esquema de compensación, trazar objetivos para la reducción de los armónicos de la red. Como se pudo observar en 5.4, las variaciones debidas a los armónicos en la tensión de la red, inducen contenido armónico en las corrientes de la misma. A pesar de esto, el sistema de compensación es capaz de reducir el contenido de los armónicos en la corriente de la red 5.40. Por lo tanto, es posible mejorar la calidad del sistema al cual se conecta el sistema de compensación y compensar la energía reactiva necesaria por el generador eólico, o diferentes cargas que alteren el balance de potencia reactiva.

Es evidente que el esquema de compensación 2 produce una mayor reducción en la potencia oscilante que el esquema de compensación 3, ya que al mejorar el contenido armónico de la corriente como muestran las figuras 5.51 y 5.52, se controla la potencia oscilante de lado de la red. Éste hecho hace que el esquema de compensación sea adecuado en redes que presenten alto contenido armónico y cargas no lineales.

El esquema de compensación 3, presenta mayor desempeño que el esquema de compensación 1, ya que aunque no alcance a reducir los armónicos como en el esquema 2, en la figura 5.62 se ve que por lo menos elimina aquellos producto de la conmutación a pesar de presentar red con armónicos y carga no lineal; mientras que el esquema de compensación 1 introduce armónicos debido a la conmutación como se observa en la figura 5.32. Por lo tanto, el esquema de compensación 3 es aceptable en redes con bajo contenido armónico en la tensión, o con baja carga no lineal.

Si se compara las figuras del THD 5.52 5.62, y tensión y corrientes del punto de conexión 5.51 5.60 para el esquema 2 y 3; es evidente que el esquema que compensa la potencia reactiva vista por la red y reduce el contenido armónico en la corriente de línea en mayor medida es el esquema 2, lo que lo hace el mas adecuado para redes donde se presente mayor contenido armónico en la tensión y mayores cantidades de carga no lineal. Éste esquema por lo tanto lo hace ideal para turbinas eólicas tipo-A donde es primordial mantener los criterios de calidad con perfiles de tensión adecuados.

6.1. Futuros trabajos de investigación

Se propone implementar el sistema de compensación propuesto en otro tipo de turbinas eólicas basadas en generador de inducción directamente conectadas, como puede ser el caso de las tipo-B, el cual necesitan como las tipo-A de potencia reactiva necesaria para generar potencia activa en la red. Ya que las tipo-B usan un generador WRIG se podría alcanzar resultados similares.

También, en industrias que posean máquinas de inducción como motores eléctricos, cargas que introduzcan a la red contenido armónico en la corriente, y demás redes con problemas de reactivos y THD de la corriente como hornos y soldadores; se presenta una alternativa para la corrección de los problemas asociados a la calidad y conexión de dichas industrias a la red, y prevenir sanciones económicas con el sistema de compensación propuesto.

A partir de las funciones objetivos, se puede buscar mejor desempeño del sistema de compensación modificando las restricciones en las funciones objetivo de los esquemas. Y así reducir en mayor cantidad el contenido armónico de la corriente de la red o del generador, por ejemplo.

Apéndice A

Anexo I: Código modulación por histéresis

Listing A.1: Código bloque histéresis

```
function [ig1, ig2, ig3, ig4,
  ig5, ig6] = fcn(im1, im2, im3,
  if1, if2, if3)
%#codegen
ls=0.025;
li=-0.025;
id1= if1-im1;
if id1>li && id1<ls % esta en la
  banda
  ig1=0;
  ig2=0;
elseif id1>ls % por encima de
  banda
  ig1=0;
  ig2=1;
else id1<li % por debajo de
  banda
  ig1=1;
  ig2=0;
end
```

```
id2= if2-im2;
if id2>li && id2<ls % esta en la
  banda
  ig3=0;
  ig4=0;
elseif id2>ls % por encima de
  banda
  ig3=0;
  ig4=1;
else id2<li % por debajo de
  banda
  ig3=1;
  ig4=0;
end

id3= if3-im3;

if id3>li && id3<ls % esta en la
  banda
```

<pre> ig5=0; ig6=0; elseif id3>ls % por encima de banda ig5=0; </pre>	<pre> ig6=1; else id3<li % por debajo de banda ig5=1; ig6=0; end </pre>
--	--

En el anterior código se identifican las siguientes variables:

- Imk e Ifk: son las entradas a ESQUEMA DE CONMUTACIÓN correspondientes a las 3 mediciones y a las 3 referencias respectivamente.
- Igk: son las señales de conmutación obtenidas con el código anterior, cada una de ellas va a los dispositivos de conmutación mediante bloques goto/from con las etiquetas G, G1, G2 G3, G4, G5. Las señales que activan cada dispositivo de conmutación son: Ig a S1, Ig1 a S2, Ig2 a S3, Ig3 a S4, Ig4 a S5, Ig5 a S6.

Apéndice B

Anexo II: Código Compensación de potencia reactiva teoría ABC

Listing B.1: Código bloque compensación

```
function [Iq1, Iq2, Iq3] = fcn(ILa, ILb, ILc, VLb, VLc, VLc, Pc, enable)
%#codegen

PL = VLb*ILa + VLc*ILb + VLc*ILc;
Iqs1=1*(ILa - (((PL+Pc)*VLb)/((VLb^2)+(VLc^2))));
Iqs2=1*(ILb - (((PL+Pc)*VLc)/((VLb^2)+(VLc^2))));
Iqs3=1*(ILc - (((PL+Pc)*VLc)/((VLb^2)+(VLc^2))));

Iq1 = -Iqs1*enable;
Iq2 = -Iqs2*enable;
Iq3 = -Iqs3*enable;
```

Donde:

- VLb, VLc, VLc: Tensiones de fase en el punto de conexión.
- ILa, ILb, ILc: Corrientes de línea.
- PL: Potencia instantánea trifásica del generador
- Pc: Potencia del condensador fuente de tensión.
- Iqs1, Iqs2, Iqs3: Corrientes de compensación y referencia de

114 APÉNDICE B. ANEXO II: CÓDIGO COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA TEORÍA ABC

- I_{q1} , I_{q2} , I_{q3} : Corrientes que se entregan al sistema cuando la función enable llega a un valor 1.
- enable: función que permite la entrada del sistema de compensación.

Bibliografía

- [1] E. Pouresmaeil, C. Miguel-Espinar, M. Massot-Campos, D. Montesinos-Miracle, and O. Gomis-Bellmunt, “A control technique for integration of dg units to the electrical networks,” *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 60, no. 7, pp. 2881–2893, July 2013.
- [2] T. Ackerman and et al, *Wind Power in Power Systems*, R. I. of Technology, Ed. Wiley, 2005.
- [3] N. J. e. a. Olimpo Anaya Lara, *Wind Energy Generation, Modelling and Control*. Wiley, 2009.
- [4] M. Slepchenkov, K. Smedley, and J. Wen, “Hexagram-converter-based statcom for voltage support in fixed-speed wind turbine generation systems,” *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 58, no. 4, pp. 1120–1131, April 2011.
- [5] J. Dixon, L. Moran, J. Rodriguez, and R. Domke, “Reactive power compensation technologies: State-of-the-art review,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 93, no. 12, pp. 2144–2164, Dec 2005.
- [6] Z. Chen, J. Guerrero, and F. Blaabjerg, “A review of the state of the art of power electronics for wind turbines,” *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 24, no. 8, pp. 1859–1875, Aug 2009.
- [7] O. Mipoung, L. Lopes, and P. Pillay, “Potential of type-1 wind turbines for assisting with frequency support in storage-less diesel hybrid mini-grids,” *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 61, no. 5, pp. 2297–2306, May 2014.
- [8] G. Konstantopoulos and A. Alexandridis, “Full-scale modeling, control, and analysis of grid-connected wind turbine induction generators with back-to-back ac/dc/ac conver-

- ters,” *Emerging and Selected Topics in Power Electronics, IEEE Journal of*, vol. 2, no. 4, pp. 739–748, Dec 2014.
- [9] A. Garces, M. Molinas, and P. Rodriguez, “A generalized compensation theory for active filters based on mathematical optimization in {ABC} frame,” *Electric Power Systems Research*, vol. 90, no. 0, pp. 1 – 10, 2012. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779612000806>
- [10] G. Bergna, A. Garces, E. Berne, P. Egrot, A. Arzande, J.-C. Vannier, and M. Molinas, “A generalized power control approach in abc frame for modular multilevel converter hvdc links based on mathematical optimization,” *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 29, no. 1, pp. 386–394, Feb 2014.
- [11] M. Cheng and Y. Zhu, “The state of the art of wind energy conversion systems and technologies: A review,” *Energy Conversion and Management*, vol. 88, no. 0, pp. 332 – 347, 2014. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890414007614>
- [12] F. Dincer, “The analysis on wind energy electricity generation status, potential and policies in the world,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, no. 9, pp. 5135 – 5142, 2011. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032111002838>
- [13] C. de Regulación de Energía y Gas, “ENERGÍA FIRME PARA EL CARGO POR CONFIABILIDAD DE PLANTAS EÓLICAS,” Comisión de Regulación de Energía y Gas, Tech. Rep., 2011.
- [14] U. de Planeación MInero Energética UPME, “PLAN DE EXPANSION DE REFERENCIA GENERACION - TRANSMISIÓN 2014 - 2028,” Ministerio de Minas y Energía, Tech. Rep., 2015.
- [15] J. Machowski, J. W. Bialek, and J. R. Bumby, *Power system dynamics : stability and control*. Chichester, U.K. Wiley, 2008, rev. ed. of: Power system dynamics and stability / Jan Machowski, Janusz W. Bialek, James R. Bumby. 1997. [Online]. Available: <http://opac.inria.fr/record=b1135564>
- [16] A. Garces and M. Molinas, “A flexible and optimal power theory for reactive power compensation in abc frame,” in *PowerTech, 2011 IEEE Trondheim*, June 2011, pp. 1–7.

- [17] B. Singh, R. Saha, A. Chandra, and K. Al-Haddad, “Static synchronous compensators (statcom): a review,” *Power Electronics, IET*, vol. 2, no. 4, pp. 297–324, July 2009.
- [18] R. de Araujo Ribeiro, C. de Azevedo, and R. de Sousa, “A robust adaptive control strategy of active power filters for power-factor correction, harmonic compensation, and balancing of nonlinear loads,” *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 27, no. 2, pp. 718–730, Feb 2012.
- [19] C.-S. Lam, W.-H. Choi, M.-C. Wong, and Y.-D. Han, “Adaptive dc-link voltage-controlled hybrid active power filters for reactive power compensation,” *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 27, no. 4, pp. 1758–1772, April 2012.
- [20] A. Zobaa, “Optimal multiobjective design of hybrid active power filters considering a distorted environment,” *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 61, no. 1, pp. 107–114, Jan 2014.
- [21] D. W. Hart, *ELECTRÓNICA DE POTENCIA*, P. E. S.A, Ed. Prentice Hall, 2001.
- [22] R. D. Doncker, D. W. Pulle, and A. Veltman, *Advanced Electrical Drives. Analysis, Modeling and Control*. Springer Netherlands, 2011.
- [23] J. Suul, K. Ljokelsoy, T. Midtsund, and T. Undeland, “Synchronous reference frame hysteresis current control for grid converter applications,” *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol. 47, no. 5, pp. 2183–2194, Sept 2011.
- [24] M. Mishra and K. Karthikeyan, “A fast-acting dc-link voltage controller for three-phase dstatcom to compensate ac and dc loads,” *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 24, no. 4, pp. 2291–2299, Oct 2009.
- [25] P. Xie, K. Yang, C. Zhao, and G. Chen, “A dc capacitor voltages balancing control strategy for cascade d-statcom,” in *Future Energy Electronics Conference (IFEEC), 2013 1st International*, Nov 2013, pp. 859–863.