



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y
DISEÑO INDUSTRIAL

Grado en Ingeniería electrónica industrial y automática

TRABAJO FIN DE GRADO

**Control de potencia en el punto conexión a red de
parques eólicos**

Autor: Emilio Liaño de la Fuente

Cotutor:
Manuel García Plaza

Tutor:
Ricardo Granizo Arrabé

Madrid, Julio 2018



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y
DISEÑO INDUSTRIAL

Grado en Ingeniería electrónica industrial y automática

TRABAJO FIN DE GRADO

**Control de potencia en el punto conexión a red de
parques eólicos**

Autor: Emilio Liaño de la Fuente

Vº Bº Cotutor:
Manuel García Plaza

Vº Bº Tutor:
Ricardo Granizo Arrabé

Madrid, Julio 2018

Agradecimientos

Lo primero quiero agradecer a mi familia, mi gato y mis amigos que siempre han estado mostrando todo su apoyo aun que la situación se complicara.

Agradecer a Altran por haberme dado la oportunidad de realizar el trabajo como parte de mi preparación para el proyecto. Además a todos mis compañeros de trabajo que siempre estaban dispuestos a ayudarme con cualquier duda, en especial a Manuel, que ha sido cotutor del trabajo y me ha guiado en las partes más oscuras de este recorrido.

también agradecer a Ricardo su labor como tutor resolviendome los problemas tanto académicos como administrativos derivados de la burocracia universitaria.

Por último, pero no por ello menos importante, agradecer a la figura de Tesla. Además de hacer posible la realización de este trabajo al descubrir la corriente alterna, es también un ejemplo como ingeniero, científico y persona en general cuyos pasos siempre he intentado seguir.

Resumen

Debido a la importancia de la energía eólica en la producción eléctrica actual, los códigos de red han adaptado su normativa para permitir la introducción de la potencia instalada a la red de forma estable y segura. Esto significa para los parques eólicos la necesidad de implementar un control que cumpla con dicha normativa.

En este trabajo se presentan controles de diferentes plantas centrándose en garantizar el cumplimiento del procedimiento de operación 7.4 sobre el control de tensión y reactiva de la red [1]. Para ello, se crearán modelos de la conexión a red de parques eólicos en el entorno de Simulink.

Se implementarán y analizarán casos de estudios para diferentes plantas, diferentes tipos de red y desvíos de tensión en el punto de conexión. En el segundo capítulo se describirá el funcionamiento de los parques eólicos y subconexión a red como introducción a los posibles escenarios que se pueden plantear para su estudio.

Se diseñarán y aplicarán diferentes tipos de algoritmos de control de la potencia activa y reactiva de los generadores modelados. Se compararán las respuestas obtenidas por diferentes tipos de control para el cumplimiento del código de red de España. Las diferentes técnicas utilizadas actualmente y las posibilidades de teoría de control son descritas en el tercer capítulo.

Para el modelado del sistema eléctrico se utilizarán las herramientas de la librería SimPowerSystem de Simulink. El modelo consta de los elementos típicos de una conexión a red como las líneas de transmisión, transformadores, generadores y la propia red. En el cuarto capítulo se describen las herramientas usadas de esta librería y otras de Matlab/Simulink que fueron usadas en este trabajo.

Por tanto, los objetivos de este trabajo de fin de grado son la simulación de un parque eólico y presentar diferentes escenarios posibles de conexión a red y la comparación de diferentes estrategias de control para cumplir los requisitos impuestos por el código de red en los diferentes casos anteriormente propuestos.

Índice

1	Introducción	7
1.1	Objetivos	8
2	Parques eólicos y conexión a red	9
2.1	Elementos del parque	9
2.2	Elementos de la conexión a red	11
2.3	Parámetros de la red trifásica	12
2.4	Códigos de red	14
3	Control de plantas eléctricas	19
3.1	Introducción al control de plantas eléctricas	19
3.2	Estrategias de control utilizadas	20
3.2.1	Control clásico	21
4	Herramientas de diseño	27
4.1	Desarrollo en Simulink del modelo matemático del parque	27
4.1.1	Librería Simscape Power Systems	28
5	Modelado y simulación del control	33
5.1	Modelado del parque y la conexión a red en Simulink	33
5.2	Diseño del control de la conexión a red	35
5.3	Casos de estudio	38
6	Análisis de resultados	41
7	Conclusiones y estudios futuros	49

Capítulo 1

Introducción

La importancia de aportar la potencia demandada por la red garantizando una calidad que apoye a la estabilidad de esta es reflejado en los códigos de red que los países han elaborado para garantizarlo. Las centrales eléctricas deben cumplir los requisitos impuestos en los códigos de red para poder conectarse a la red.

Esta necesidad de cumplir con los criterios impuestos por los códigos de red convierte a los controladores en un elemento imprescindible para el funcionamiento de cualquier planta. En general las condiciones impuestas por los códigos de red son relativas a la potencia activa y reactiva que genera la instalación por eso los controladores se centran en estos dos factores.

La compensación de reactiva esta asociada a los desfases de tensión que se producen en la red. Los elementos de la red, tanto en el transporte como en el consumo, son principalmente de carácter inductivo. Esto genera, normalmente, un aumento en la tensión de la red y de la ocupación eléctrica de las líneas y transformadores.

Las plantas generadoras son las responsables de evitar esta situación corrigiendo este desfase desde sus instalaciones. Para ello deben consumir o generar la energía reactiva como se indica en los códigos de red. Los parques eólicos como cualquier otra planta generadora deben colaborar en la compensación de reactiva.

Normalmente este control se aplicaba a nivel individual en cada aerogenerador. En España, este planteamiento era válido para cumplir el RD 2818, que solo tomaba en cuenta el alejamiento del factor de potencia unitario con los datos mensuales. Sin embargo la normativa actual requiere un ajuste de precisión que solo se puede conseguir añadiendo una capa de control global regulando el parque al completo.

Estos controladores de planta, conocidos como *Power Plant Controller* o PPC, sirven otras funciones a parte de cumplir con las restricciones de las normativas. Son los encargados de maximizar la producción, seguir las instrucciones del operador de red o seguir ciertas pautas que indique el gestor del parque.

En el caso de los parques eólicos esto suele ser un problema complejo de abordar. El reparto de consignas para un número variable de generadores, las restricciones de potencia disponible por el viento o las condiciones medioambientales como la parada de máquinas durante las horas de actividad de ciertas especies animales, son problemas que las plantas eléctricas clásicas no tenían que tener en cuenta. Por eso en los parques eólicos o fotovoltaicos el PPC es una herramienta importante a desarrollar y es la que se ha diseñado en este trabajo.

Como se ha mencionado antes los elementos de la red son de carácter inductivo normalmente, esta generalización se puede aplicar también a los elementos de una planta generadora y en concreto a los de un parque eólico. Tanto las máquinas eléctricas usadas para la generación, normalmente máquinas asíncronas o síncronas, como los elementos de transporte, las líneas y los transformadores, son de

carácter inductivo cuando la planta se encuentra en funcionamiento.

Los códigos de red están escritos teniendo en cuenta esta presunción del carácter inductivo en las plantas. Por eso, en ciertos casos, una planta de carácter capacitivo podría compensar más las subidas de tensión dejando a la capacitancia de la planta compensar que siguiendo el código de red.

1.1 Objetivos

El objetivo global del trabajo es el diseño y desarrollo de un PCC en el entorno de Matlab/Simulink para controlar la potencia activa y reactiva suministrada a la red. Para la consecución de este objetivo general se han establecido unos objetivos específicos que dicho PCC debe cumplir para poder realizar el estudio de los casos de plantas capacitivas anteriormente mencionados.

Como primer objetivo en este trabajo se simulará el circuito de conexión a red de un parque eólico. En esta fase se debe diseñar un modelo físico de la conexión a red utilizando las herramientas de la librería *Simscape Power Systems*. Debe incluir como elementos imprescindibles la red, el parque y las líneas de transmisión.

De este sistema se deben poder extraer medidas de tensión, intensidad y potencia. Con ellas se verificará el comportamiento de la red y el criterio de signos utilizado en el cálculo de la reactiva. Esto es base fundamental para implementar el PPC al ser la realimentación del control.

El segundo objetivo es el diseño de un controlador que sea capaz de cumplir el código de red de España. En concreto cumplir con lo establecido en el procedimiento de operación 7.4 referente a compensación de reactiva ante variaciones de tensión.

Para considerar cumplido este objetivo la planta tendrá que seguir la consigna de reactiva sin salirse de los márgenes establecidos por la normativa española ante diferentes tipos de variaciones de tensión en la red como el escalón, la rampa o la sinusoidal. Además el control debe actuar siguiendo estas entradas en todos los casos de estudio propuestos, tanto para las diferentes potencias nominales como para las plantas inductivas y capacitivas.

Por último los efectos de aplicar o no la compensación de reactiva que se establece en el código de red para los diferentes casos de estudio del carácter de la planta. Teniendo en cuenta que el código de red esta escrito suponiendo que las plantas generadoras son de carácter inductivo, las plantas que son de carácter capacitivo podrían compensar mejor las subidas de tensión con las propias características de la planta que siguiendo la normativa.

Se comparará cómo actúan diferentes plantas propuestas en los casos de estudio ante la subida de tensión provocada la inyección de potencia activa en la red. Dependiendo de la cantidad de potencia activa que se genere también habrá diferentes casos de estudio puesto que la tensión variará en función de la intensidad que entregue la planta a la red.

Capítulo 2

Parques eólicos y conexión a red

Un parque eólico es una agrupación de aerogeneradores que transforman la energía eólica en energía eléctrica. En este capítulo se hará una introducción a los elementos de un parque eólico prestando especial atención a los elementos eléctricos y de control. Primero se expondrán los elementos en general de un parque eólico y de la conexión a la red, después se hablará de los parámetros eléctricos del circuito de conexión y de su comportamiento, y por último se hablará de los códigos de red y de las limitaciones que estos imponen sobre el funcionamiento de los parques eólicos.

2.1 Elementos del parque

Los parques eólicos necesitan para su funcionamiento los aerogeneradores para transformar la energía eólica en energía eléctrica, un sistema de control central y una red interna para la conexión eléctrica. A su vez estos están compuestos por diferentes elementos.

Aerogenerador Los aerogeneradores funcionan convirtiendo la energía cinética del viento en energía mecánica rotatoria y esta, en energía eléctrica en una máquina trifásica. Hay dos tipos según la disposición de sus aspas, los de eje horizontal y los de eje vertical. A nivel industrial la impuesta es el eje horizontal por su rendimiento, fiabilidad y la capacidad de adaptarse a diferentes potencias. Este tipo de aerogenerador consta de un rotor, una multiplicadora, un generador trifásico, la conexión a la red y un sistema de control.

El rotor tiene las aspas que normalmente son tres, se puede variar la orientación de las palas en función de la velocidad del viento o de la potencia deseada. La multiplicadora transforma la baja velocidad y alto par del eje del rotor en alta velocidad y un par bajo en el eje del generador eléctrico, no todos los modelos lo incluyen necesariamente pero su uso está muy extendido. El generador trifásico puede ser síncrono o asíncrono, esto depende de la topología de conexión que se utilice.

La conexión a red se puede hacer de forma directa, para lo que se utiliza un generador asíncrono de jaula de ardilla. Este tipo de conexión se conoce también como conexión de velocidad fija porque la velocidad del rotor depende directamente de la frecuencia de la red, que normalmente es fija. En este sistema, a pesar de lo robusto que es por su sencillez se necesitan resistencias rotóricas para aumentar el rango de velocidades del viento con las que se puede trabajar, adicionalmente hay que incluir un banco de condensadores para compensar la potencia reactiva, ocasionando posibles resonancias en la red [2].

Otro tipo de conexión es la doblemente alimentada, para esta configuración también se usan máquinas asíncronas. En esta topología el estator se encuentra conectado de forma directa a la red como encontrábamos antes, pero el rotor está conectado también a la red por medio de un circuito

de electrónica de potencia, consistente de un convertidor AC-DC-AC ‘back to back’ [3]. Este tipo de topología aumenta el rango de velocidades para generar potencia activa, la velocidad máxima estará limitada a la potencia del convertidor, además permite tener un control sobre el factor de potencia de la máquina, requisito necesario para poder conectarse a la red eléctrica.

Por último, la tercera topología de conexión normalmente utilizada es la ‘*Full Converter*’. Con este tipo de conexión a la red se suelen utilizar máquinas síncronas. En esta conexión el estator está conectado a la red a través de un convertidor ‘back to back’, sin ninguna conexión adicional. En cuanto al rango de velocidades y el control de reactiva ofrece características parecidas al doblemente alimentado, pero existen diferencias en coste. El doblemente alimentado es más barato que el ‘*Full Converter*’ inicialmente pero necesita un mantenimiento más caro y ofrece menos potencia de salida anual [4]. Ambos dos requieren un controlador de los transistores IGBT para su funcionamiento que los hace más sofisticados.

Además del control de la salida eléctrica hay un controlador en cada torre para asegurar la seguridad y eficiencia del aerogenerador a nivel mecánico y aerodinámico. Por medio de módulos para el control de equipos de potencia, el controlador de la turbina recibe la información de los parámetros monitorizados y manipula los interruptores, bombas hidráulicas, válvulas y motores para controlar dichos parámetros. Estos controladores a su vez se comunican con un controlador central de todo el parque [5].

Controlador El sistema de control de la planta incluye el propio controlador, la comunicación interna del parque y el SCADA, *Supervisory Control And Data Acquisition* en español Supervisión, Control y Adquisición de Datos, para operar el sistema. Debido al aumento de los parques eólicos con una gran potencia y su penetración en la red, es necesario que estos se comporten como componentes activos controlables de la red apoyando su estabilidad. Para eso es necesario instalar un sistema de control central del parque. Este control es responsable de que el parque funcione de forma segura, óptima y cumpliendo los reglamentos impuestos por la red eléctrica a la que este alimentando.

Uno de los principales requerimientos que se especifican en la normativa del parque está referido a los huecos de tensión en la red. El objetivo es evitar la pérdida significativa de producción de los aerogeneradores a lo largo de la duración de la falta. Los requerimientos de control se refieren a diferentes aspectos de la potencia del sistema y la estabilidad.

Dependiendo del estado de la red, el operador del sistema realiza demandas específicas al control central del parque, el cual prepara las señales de consigna a cada aerogenerador en concreto. El controlador central se encarga de cumplir los requerimientos del operador de red mandando las referencias de potencia activa y reactiva que se necesita de cada aerogenerador. Estas consignas se calculan con las medidas obtenidas en el PCC, *Point of common coupling* en español punto de acoplamiento común, y con la potencia disponible que ofrece cada rotor [6].

La red de comunicación del parque está formada por los controladores de los aerogeneradores, que están instalados en la torre de cada turbina, que se comunican con el controlador central. A su vez los controladores de cada torre recogen toda la información necesaria de los módulos, que están conectados con los instrumentos de medida a través de un sistema de sensores. Los controladores de los aerogeneradores mandan toda la información al controlador central y asignan las consignas que manda este a los módulos dentro del aerogenerador [5].

Además de los módulos instalados en cada turbina, la red de control cuenta con diferentes módulos conectados al controlador central. Entre otros el módulo de la línea, el del transformador, los de los buses de comunicación y los conectados a las redes de alimentación de los aerogeneradores. Estos módulos monitorizan las condiciones de operación como los desequilibrios de tensión, el sobrecalentamiento, fases inversas, sincronización pobre y los límites de tensión y frecuencia[5].

La red típica de un sistema de comunicaciones consiste de una conexión principal de amplio ancho de banda y redes de bajo ancho de banda conectadas individualmente a la principal. La fibra óptica y

las microondas de radio suelen ser las tecnologías usadas para la comunicación principal. En las redes secundarias se suele utilizar cable de par trenzado de cobre, aunque se pueden usar también sistemas inalámbricos. Generalmente en el caso de los parques eólicos se suelen utilizar PLCs, *Power Line Communications* en español comunicación por línea de potencia. Las tecnologías de PLCs disponibles permiten una gran velocidad transmisión llegando a los 200 Mb/s. La principal ventaja de este tipo de comunicación es que las señales viajan a través de los mismos cables de la línea eléctrica. Por otro lado estos cables suelen estar desprotegidos contra interferencias electromagnéticas y los módulos que utilizan son más caros que los de la comunicación inalámbrica [7].

2.2 Elementos de la conexión a red

La red del parque está formada por línea de media tensión que conecta con todos los aerogeneradores, la línea de alta tensión que conecta con la red eléctrica general a la que se le aporta la potencia y una subestación que contiene varios elementos. El PCC está a un lado del transformador, dependiendo de si las medidas se toman del lado de baja o de alta tensión es el criterio utilizado para dictaminar donde está el PCC.

Líneas de transmisión Las líneas de media tensión generalmente en los parques conectan todos los aerogeneradores con el transformador con diferentes topologías. Las formas de conectar las líneas de alimentación de los aerogeneradores son numerosas pero generalmente se utiliza la radial, la radial bifurcada, la de alimentación-subalimentación y en bucle.

La conexión radial consiste en un solo cable de alimentación que se conecta secuencialmente a todos los aerogeneradores del parque, es la más simple y por tanto la más barata, es la que mejor se adapta para parques con los aerogeneradores en línea. La radial bifurcada es parecida a la radial pero la línea se divide para poder alimentar a dos series de aerogeneradores en paralelo, es la más barata pero un fallo en la línea supone una pérdida de todos los aerogeneradores. La alimentación-subalimentación junta varios cables de alimentación en radial en uno principal manteniendo los elementos de seguridad de cada cable de alimentación secundario, generalmente se usan para parques de gran tamaño que están distribuidos en una gran área. La topología en bucle conecta todos los cables de alimentación secundarios para evitar que un fallo en una de las líneas la deje inoperante, es la más segura de todas las topologías [8].

Subestación El cable de alimentación general llega a la subestación donde se transforma la media tensión en alta con un transformador. Dentro de la subestación, además de los componentes de los lados de media y alta tensión, podemos encontrar los sistemas de medida y control, sistemas de protección contra incendios u otras incidencias y un sistema para ajustar la potencia reactiva. Tradicionalmente este sistema consistía de un sistema mecánico de bajo coste que conectaba un banco de condensadores. A pesar de que estos dispositivos ayudan a mejorar el factor de potencia y la regulación de tensión en estado estacionario, no se puede resolver satisfactoriamente problemas como las fluctuaciones de potencia o tensión y la eliminación de armónicos.

La integración de los parque eólicos a la red requiere una compensación dinámica de la potencia reactiva para apoyar a la estabilidad, sobre todo durante perturbaciones en la red. Para conseguir un alto rendimiento en el control de la tensión tanto en transitorio como estacionario en el PCC se utilizan FACTS, *flexible ac transmission system* en español sistema flexible de transmisión en corriente alterna. Los dos más comunes usados en parques eólicos son el SVC, *static var compensator*, y el STATCOM, *static synchronous compensator* [9].

El STATCOM suele ser la opción considerada para esta solución por las ventajas que presenta frente al SVC. Entre estas ventajas se encuentra un tiempo de respuesta más rápido y una capacidad de aporte de tensión auxiliar mayor por su naturaleza de fuente de tensión [10].

En el lado de media tensión se suele encontrar el barraje que conecta la red al cuadro eléctrico, el seccionador para abrir el circuito cuando no hay corriente y un interruptor automático para abrir el circuito ante corrientes eléctricas elevadas. En el lado de alta tensión suele haber reactancia a tierra en los transformadores, una toma a tierra general, descargadores de sobretensión, otro seccionador y otro disyuntor.

2.3 Parámetros de la red trifásica

Todas las líneas eléctricas descritas en la sección anterior son trifásicas por las ventajas que este tipo de redes presentan frente a las monofásicas. En esta sección se cubrirán todos los parámetros que hay que controlar de una red trifásica, su sentido físico y las ecuaciones que los relacionan.

El circuito que se va a analizar se puede reducir a una fuente de intensidad, que sería el conjunto de aerogeneradores. Una línea que une esta fuente con el primario del transformador y otra línea que une el secundario con la red. Finalmente, la red estaría representada por una fuente de tensión. En los parques eólicos reales las medidas de los parámetros de la red solo se realizan a un lado del transformador, pero para analizar el circuito en esta sección se colocaran medidores a ambos lados. Los parámetros de la red que se observan y controlan en un parque eólico son la tensión, la intensidad, la potencia, tanto activa, reactiva y aparente y la frecuencia.

Para la medición de estos valores se considera que los circuitos de la red de conexión son equilibrados, por lo que las tensiones de cada fase y las intensidades tendrán el mismo valor eficaz y un desfase de 120° entre sí. Para expresar esta diferencia de fase se suele utilizar la notación fasorial, pero por la simplicidad a la hora de hacer ciertos cálculos como la suma o la resta se usan números complejos para definir los vectores también. Para poner una referencia a la fase se le da a un valor de tensión o corriente el valor 0 o 90 de fase. En este caso, para tomar el mismo criterio que los resultados de Simulink, se dará fase 0 a la intensidad de la primera fase, I_a .

Las fuentes de intensidad generan tres ondas sinusoidales de igual amplitud y desfasadas entre ellas 120° . Conectada a una carga se pueden observar también tres ondas sinusoidales de voltage que también son equilibradas. Entre las ondas de tensión e intensidad existe una relación dada por la impedancia de la carga representada en la ley de Ohm.

$$\bar{I} = \bar{V} / \bar{Z} \quad (2.1)$$

Donde \bar{I} es la intensidad que circula por la impedancia, \bar{V} es la caída de tensión que se produce en la impedancia y el valor de la impedancia esta representado por \bar{Z} .

Si los parámetros de la ecuación son introducidos como fasores y teniendo en cuenta que la fase de la intensidad se considera 0, podemos concluir que el desfase entre la intensidad y la tensión viene dado por la fase de la carga y la relación entre los módulos es el módulo de la impedancia. Si la impedancia es puramente resistiva el desfase es nulo entre ambas, si es de carácter capacitivo la intensidad va adelantada y si es de carácter inductivo la intensidad va retrasada respecto a la tensión.

Para observar este efecto de la carga sobre la relación entre tensión e intensidad se simula el circuito de la figura 2.1 y cambiando los valores de la impedancia se obtienen las gráficas de la figura 2.2, en las que se puede ver en el transitorio como la intensidad de la primera fase, I_a , se adelanta o se retrasa respecto a la tensión, V_a , dependiendo del tipo de carga.

Cuando la carga es puramente capacitiva o inductiva se produce un desfase entre la intensidad y la tensión de 90° . Si la carga es capacitiva, al estar la intensidad adelantada respecto a la tensión el ángulo visto desde la tensión será positivo y si la carga es inductiva el ángulo será negativo visto desde la tensión como se puede ver en la figura 2.3. Para todos los cálculos de potencias el ángulo se ve desde la tensión a la intensidad, por eso se utiliza ese criterio de signos.

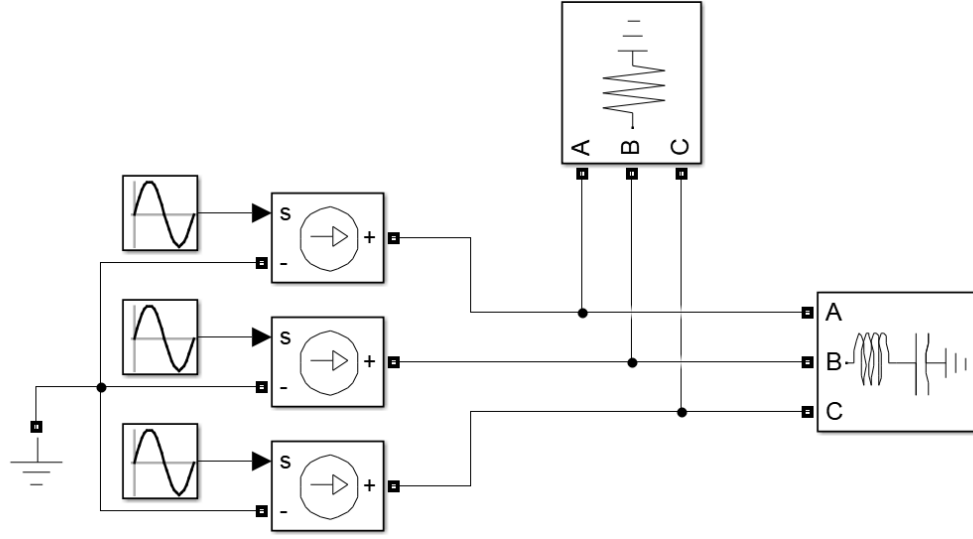


Figure 2.1: Modelo de una carga alimentada por una fuente de intensidad trifásica en Simulink

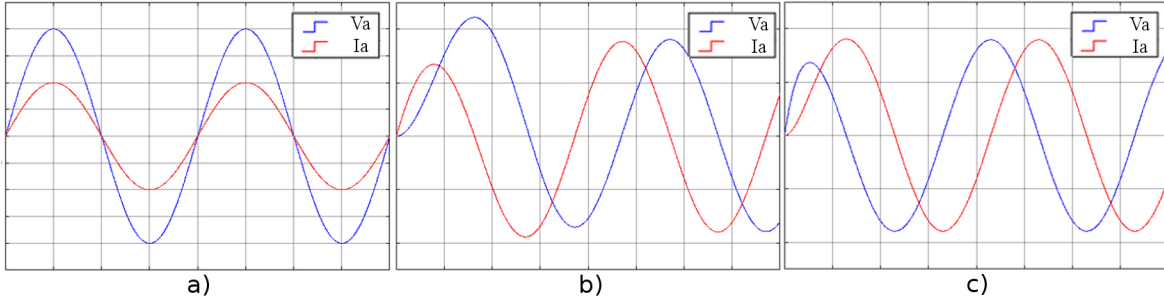


Figure 2.2: Respuesta del circuito ante carga resistiva a), capacitiva b) e inductiva c).

En el análisis de la conexión a red es importante la potencia, esta debe cumplir con los requisitos que marcan el operario de la red y el código de red. Para el cálculo de la potencia de una red trifásica se utiliza la siguiente fórmula:

$$\bar{S} = \sqrt{3} \bar{V}_L \bar{I}_L^* \quad (2.2)$$

Podemos observar que la potencia consumida o suministrada por un elemento del circuito tiene una componente real y una componente imaginaria que se llaman potencia activa, P y reactiva, Q respectivamente. Desarrollando la formula anterior usando su representación en números complejos llegamos a lo siguiente:

$$\bar{S} = \sqrt{3} V_L I_L \cos \varphi + j \sqrt{3} V_L I_L \sin \varphi = P + jQ \quad (2.3)$$

Donde $\varphi = \alpha_V - \alpha_I$, la diferencia entre el ángulo de la tensión y el ángulo de la intensidad. Por lo tanto basándose en el criterio de signos anteriormente mencionado para los ángulos trataremos la Q negativa como capacitiva y con signo positiva como inductiva.

Analizando la diferencia de tensión entre dos puntos de un circuito que está descrita por la ecuación (2.1), donde la tensión antes de la carga es E y la tensión después de la carga es V tenemos que:

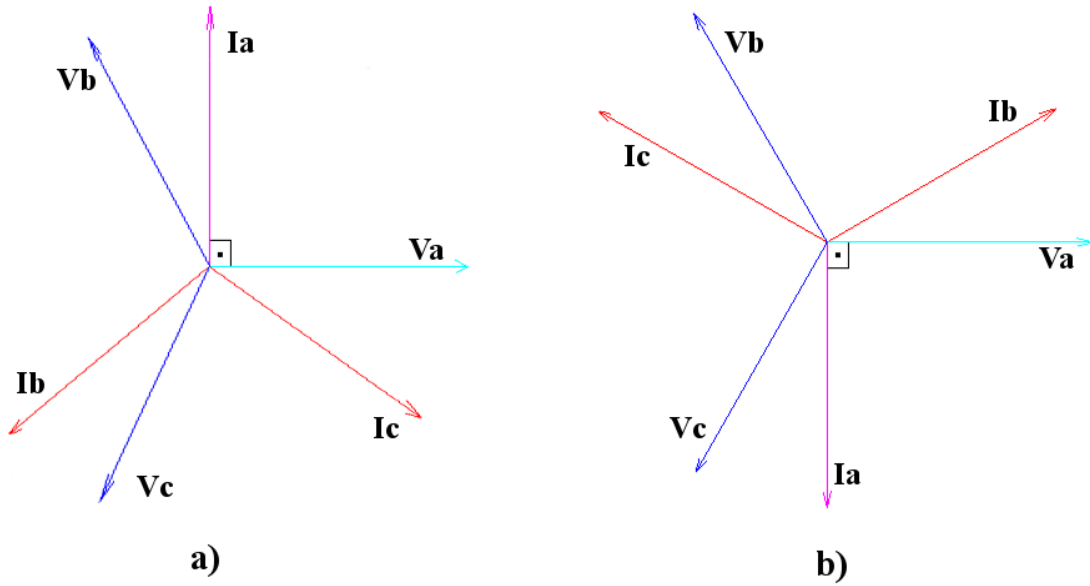


Figure 2.3: Fasores de una carga puramente capacitiva a) e inductiva b).

$$\Delta V = E - V = ZI \quad (2.4)$$

Despejando la ecuación (2.3) en la ecuación (2.4) obtenemos el siguiente desarrollo:

$$\Delta V = (R + jX) \frac{P - jQ}{E} = \frac{RP + XQ}{E} + j \frac{XP - RQ}{E} \quad (2.5)$$

Cuando hablamos de una línea de transmisión, como son las que conectan el parque con la subestación y esta con la red, consideramos que $X \gg R$ [11]. Considerando entonces despreciable el valor de R en la formula (2.5) queda lo siguiente:

$$\Delta V = Q \frac{X}{E} + jP \frac{X}{E} \quad (2.6)$$

Esto significa que los cambios en la magnitud de la tensión son controlados por la potencia reactiva y la diferencia de fase entre emisor y receptor viene dada por la potencia activa [11]. Por eso se utiliza el control de la potencia activa y reactiva para controlar frecuencia de la red y la tensión respectivamente.

Normalmente la frecuencia es más estable que la tensión en la red eléctrica por lo que los parques eólicos tratan de producir la potencia eléctrica máxima que permita la instalación y la demanda de la red, y así obtener los mayores beneficios posibles. Es por eso que ante las variaciones de tensión en la red se varía la potencia reactiva entregada o consumida manteniendo la potencia activa.

2.4 Códigos de red

Un código de red es un conjunto de especificaciones técnicas que definen los parámetros que debe cumplir una instalación para asegurar la seguridad y estabilidad de la red pública a la que está conectada [12]. Dichas instalaciones pueden ser plantas eléctricas generadoras, consumidores u otra

red. En este apartado se prestará especial atención a los códigos de red referidos a plantas eléctricas y al código de red de España en concreto.

Los códigos de red varían según la red para la que se han diseñado. Es por eso que cada país tiene un código de red propio, pero no solo varía de un país a otro sino que incluso dentro de España las condiciones que se imponen en la red peninsular o no peninsulares son distintas por las diferencias en las redes y las condiciones en las que operan. A pesar de las diferentes restricciones, los casos que se abordan en los códigos de red suelen ser comunes para la mayoría de ellos.

Un ejemplo de esta variación es el tratamiento de las pérdidas de tensión en la red. En la figura 2.4 se puede ver la comparativa de especificaciones entre los diferentes códigos de red europeos para la respuesta temporal de la tensión ante una caída.

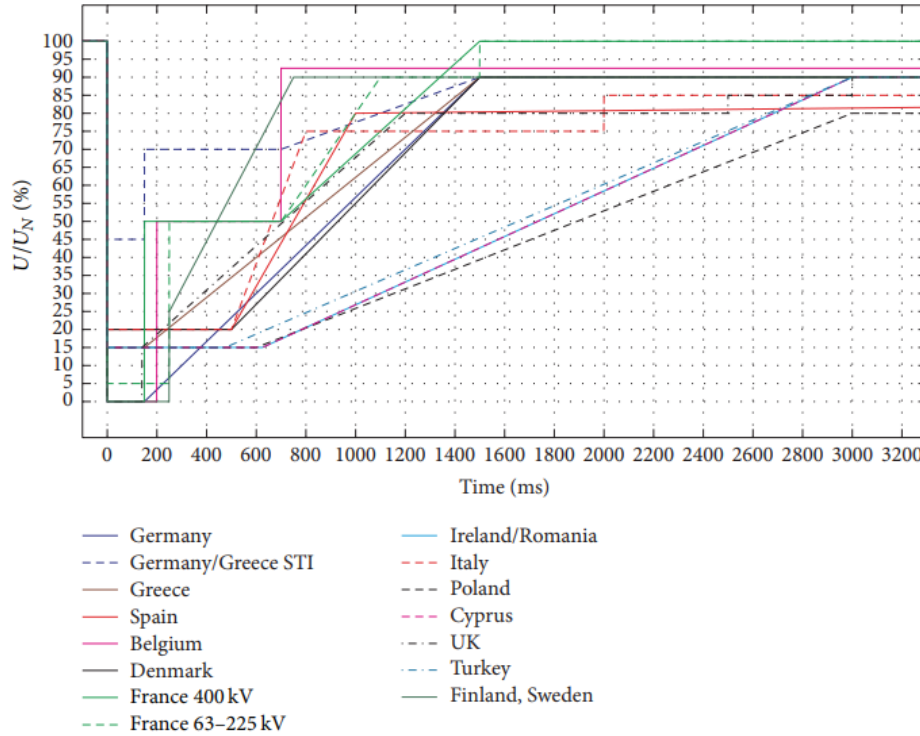


Figure 2.4: Respuesta de tensión ante caída en los códigos de red europeos [13].

En el caso de la conexión y operación de plantas generadoras los requerimientos más importantes para el control son los rangos de frecuencia y tensión, el control de la potencia activa y el control de la reactiva en operación normal. también se cubren los casos de perturbaciones en la red como los huecos de tensión o la inyección de corriente reactiva. Normalmente estos requerimientos pueden ser descritos en las siguientes zonas de operación para frecuencia y tensión: Operación continua en un rango limitado alrededor del punto nominal, operación por tiempo limitado con una posible reducción de la salida en unos márgenes extendidos y por último la desconexión inmediata [14].

Tensión Respecto al control de tensión, en la sección anterior se ha visto que la magnitud de la tensión esta controlada por la potencia reactiva. Por lo tanto el control de la tensión se expone en los códigos de red como un control de la potencia reactiva en función de la tensión de red [11].

En los PO, procedimientos de operación que forman el código de red de España, el control de la potencia reactiva está definido por la potencia activa neta instalada del parque. En el PO 7.4 [1] se establece que todos los generadores deben funcionar dentro de los márgenes de generación/absorción que aparecen en la figura 2.5.

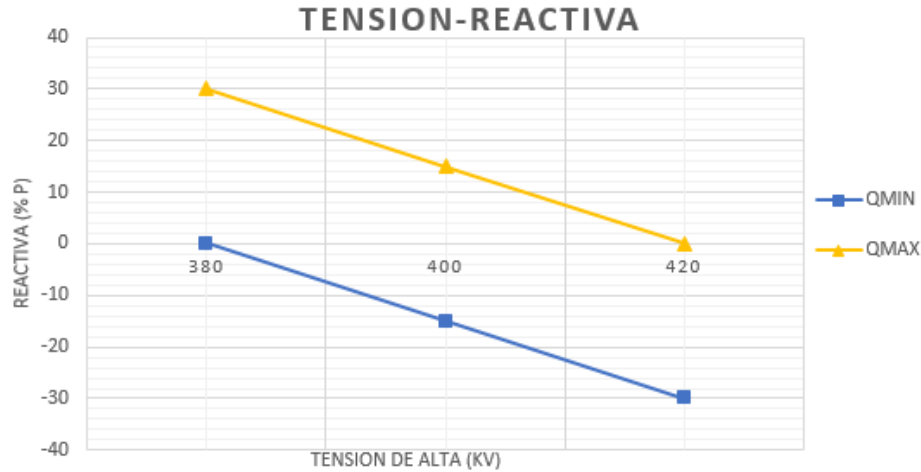


Figure 2.5: Límites de potencia reactiva en función de la tensión de la línea

Para comprobar que se cumplen los requisitos de tensión y potencia reactiva se hacen controles de estos valores cada cinco minutos por parte del operador del sistema. Se establece una banda admisible de $\pm 2.5kV$ entorno al valor de consigna. Se considera un servicio adecuado cuando se cumple al menos un 75% de los valores muestreados cada hora. Para cumplir con los valores la tensión se debe mantener dentro de los márgenes admisibles de variación o la central debe haber alcanzado el límite de potencia reactiva obligatorio [1].

Frecuencia Como consecuencia de un desajuste entre la potencia activa aportada y la demanda se produce un cambio en la energía almacenada en la masa rotativa del generador que provoca un desvío de la frecuencia del sistema. Un aumento en la potencia entregada se convertiría en un aumento de la velocidad angular del generador y por tanto un aumento de frecuencia, pasando lo contrario al entregar potencia por debajo de la demanda [11], [15].

Normalmente el control de la frecuencia esta compuesto por tres funciones distintas. El control primario de frecuencia, usado ante los desequilibrios repentinos en la red. actúa a nivel local en la turbina en un rango de 15 a 30 segundos. El control secundario o de carga permite reestablecer la frecuencia y la potencia a los valores programados. Se realiza en las unidades de control central del parque y actúa en un rango de 15 minutos. Este es el tipo de función que se implementará en este trabajo. Finalmente esta el control terciario que consiste en la gestión de la potencia generada por cada aerogenerador para ayudar al control secundario [11].

En el PO 1.5 se trata el establecimiento de la reserva para la regulación de frecuencia y potencia. Respecto al control primario, se especifica que debe completar un reestablecimiento total antes de 15 segundos desde el instante de desequilibrio si el valor de este es menor o igual a 1500 MW. En caso de que el desequilibrio sea superior a 1500 MW el 50% la reserva de regulación primaria debe actuar antes de 15 segundos y se debe alcanzar el 100% de actuación antes de 30 segundos. La regulación primaria debe actuar durante un tiempo de 15 minutos hasta que la regulación secundaria recupere las consignas iniciales y reestablezca la reserva primaria utilizada [16].

La actuación de la reserva secundaria no debe retrasarse más de 30 segundos y debe mantenerse durante un tiempo de 15 minutos hasta que su uso neto sea sustituido por la regulación terciaria. Se deben garantizar unos valores mínimos de reserva de 500 MW a subir y 400 MW a bajar. Sobre la reserva terciaria se dice que se ha de mantener unos márgenes de subida y bajada de potencia para prevenir las diferencias de demanda real con respecto a la esperada y de la producción de las centrales eólicas respecto a la esperada [16].

Por otra parte, en el PO 1.2 se especifican los límites de frecuencia admisibles del sistemas y las correcciones que se deben aplicar de potencia activa. estando los límites de subfrecuencia entre $49,8Hz$ y $49,5Hz$, y de sobrefrecuencia en $50,2Hz$ y $50,5Hz$. Para estos límites la corrección de potencia activa se rige por la ecuación (2.7) que devuelve diferencia de potencia, ΔP , a imponer respecto a la referencia, P_{ref} [17].

$$\frac{\Delta P}{P_{ref}} = 100 \frac{|\Delta f| - |\Delta f_1|}{f_n s_2} \quad (2.7)$$

Donde Δf_1 es la diferencia de frecuencia entre la tensión nominal, f_n , de $50Hz$ y los límites fijados por el código de red más cercanos a f_n según el caso sea de sobrefrecuencia o subfrecuencia. Además s_2 es el estatismo en porcentaje que deberá ajustar a un rango entre 2% y 12% [17].

En la figura 2.6 se muestran los límites de ΔP que se pueden imponer en función de los valores límites para s_2 . Los valores válidos son aquellos que se encuentran en el área comprendida entre las dos rectas.

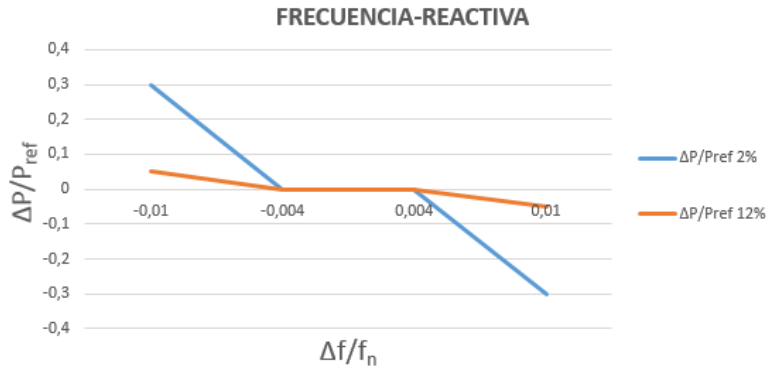


Figure 2.6: Límites de variación de potencia activa en función de la desviación de frecuencia

En este mismo documento se especifica que las tecnologías cuya energía primaria sea renovable y se conecten a la red mediante convertidores electrónicos, como es el caso de los aerogeneradores modernos y por extensión de la mayoría de parques eólicos, se contribuirá a la maximización de producción y se minimizará la necesidad de aplicar limitaciones a su producción. Esto significa que este control podrá desactivarse siempre que el operador del sistema considere que existen otros medios para evitar poner en riesgo la calidad del suministro, pero es necesario que se pueda activar en tiempo real si así se solicitase [17].

Capítulo 3

Control de plantas eléctricas

La teoría de control es un campo de la ingeniería y las matemáticas que trata el comportamiento de los sistemas dinámicos. El problema de control consiste en, dada una entrada o referencia a un actuador en un sistema físico o planta, obtener la respuesta deseada de dicha planta.

Esto se puede conseguir en lazo abierto o en lazo cerrado. La solución en lazo abierto es, conociendo las condiciones de la planta y su función de transferencia, introducir una referencia con la que se obtenga la salida deseada. En lazo cerrado se realimenta comparándola con la entrada para medir el error del sistema, este error generalmente entra a un controlador que da finalmente la entrada a la planta con la que se obtiene la salida deseada. Este esquema de realimentación se muestra en la figura 3.1 y es en el que se basan normalmente los controladores usados en la industria.

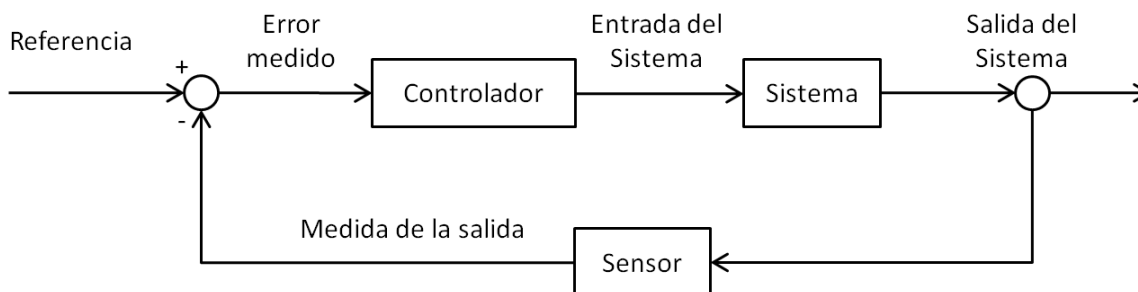


Figure 3.1: Esquema de control en lazo cerrado.

Por la complejidad del sistema de conexión a red de una planta eléctrica y la posibilidad de variaciones en sus parámetros a lo largo del tiempo en este capítulo se hablará de la solución de lazo cerrado.

Primero se hablará del control en general de plantas eléctricas y se definirá el concepto de los niveles de control, en la siguiente sección se establecerá el estado del arte en el control de parques eólicos pasando tanto por el uso de las técnicas de control clásicas como las modernas.

3.1 Introducción al control de plantas eléctricas

Para poder cumplir los requisitos del código de red y alcanzar el máximo de potencia entregable de forma óptima las centrales eléctricas disponen de un sistema de control. En el caso de los parques

eólicos se tiene la problemática añadida de tener que controlar varios generadores diferentes con una potencia máxima disponible variable en el tiempo.

En un principio, los aerogeneradores de un parque se controlaban solamente de forma local. Aplicando un control individual a cada máquina que busca una regulación de reactiva en torno al consumo y aporte nulo [18]. Desde que se impone una normativa más estricta sobre los parques eólicos el control ha evolucionado en complejidad.

Para poder cumplir los requisitos del código de red acerca de los distintos niveles se establecen tres niveles de control diferentes. El control primario a nivel local de cada generador y con los tiempos de reacción especificados en el capítulo anterior. El control secundario actúa en un área atendiendo a la frecuencia y el intercambio de potencia con áreas vecinas y el control terciario que actúa en el sistema eléctrico en su totalidad [19]. En el caso de un parque eólico este último nivel de control sería el parque como conjunto.

Respecto al control de tensión, el control primario se encargaría de mantener la tensión de salida de cada generador igual al valor de referencia, V_{ref} . El control secundario se encarga de imponer el valor de referencia a todos los aerogeneradores de un área manteniendo la tensión en los nudos pilotos. El control terciario determina el valor de consigna para los nudos y la tensión en la subestación, el PCC [20].

Al nivel del control terciario, el controlador del parque, este se comporta como una sola unidad. Tiene como entradas las demandas del operador del sistema, las medidas en el PCC y la potencia disponible en los aerogeneradores. La potencia disponible de cada aerogenerador es establecida en el nivel primario de cada unidad. El sistema de control tiene normalmente un bloque de establecimiento de las referencias de potencia, el propio controlador y un bloque de reparto de consignas [21].

3.2 Estrategias de control utilizadas

En el control de tensión y reactiva en concreto existen diferentes estrategias. En la actualidad existen diferentes formas de establecer la consigna para el PCC. Las magnitudes usadas como consigna para el control son el factor de potencia o fdp , la tensión y la potencia reactiva.

El fdp se utiliza como consigna en muchos casos para proporcionar un incremento en la contribución de reactiva a la par con el incremento de aporte de potencia activa a la red. Una desventaja en parques eólicos es que los cambios potencia activa en los aerogeneradores resultarán en un cambio del fdp en el PCC por la inductancia de las líneas. Esto resultará en una serie de cambios bruscos en la referencia de reactiva que llegará a las turbinas que necesitará un control más rápido y un hardware que elimine los retardos lo más posible para asegurara que el sistema no oscila [22].

El control de tensión ofrece la posibilidad de reducir los efectos que provocan los cambios en la potencia activa sin la necesidad de rápidos cambios en la consigna por parte del operador del sistema. Pero debido a los retardos de comunicación dentro del parque es inevitable cierta variación en la tensión del PCC [22].

Utilizar la potencia reactiva como consigna es la estrategia más utilizada con grandes generadores síncronos. La desventaja es la misma que cuando se usa el fdp ante los cambios de potencia activa. Requiere también un control rápido para eliminar un impacto indeseado en la tensión [22].

En el control de potencia activa también existen diferentes estrategias de control para las posibles situaciones de funcionamiento. Durante los periodos en los que la capacidad de transmisión de la red es reducida se establece un límite máximo de potencia activa generada, esto se llama en ingles *Absolute Production Limiter*. La capacidad de participar en el control secundario o de áreas es llamado *Balance Control*. Ante cambios bruscos en la potencia máxima disponible provocados por el tiempo, tormentas u otros eventos con rápidas variaciones de la velocidad del viento, se puede imponer una limitación en la velocidad de cambio de la potencia producida, esto se llama *Power Rate Limitation*. En momentos

en los que se necesite mantener una reserva de potencia activa en el parque se puede establecer la potencia entregada a un limite por debajo de la disponible, esto se llama *Delta Control* [23].

En la figura 3.2 se pueden observar los efectos de estas diferentes funciones que se pueden aplicar en un parque eólico. Donde la curva en rojo es la potencia suministrada y la verde es la potencia disponible.

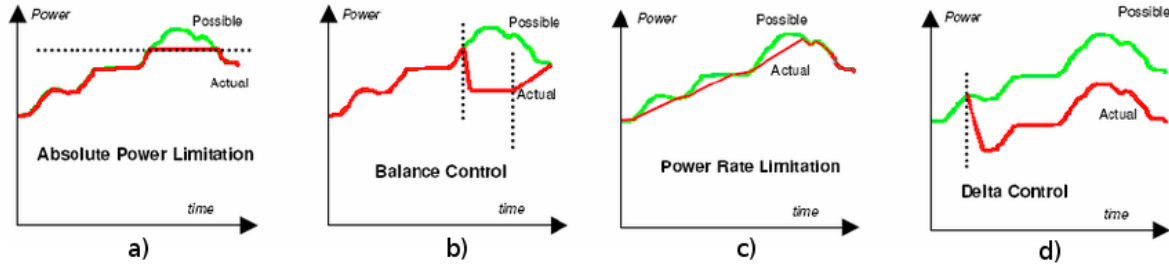


Figure 3.2: Estrategias de control de potencia activa en función del tiempo

Referente a los algoritmos de los controladores de parques eólicos existen dos áreas diferentes, la implementación industrial y las líneas de investigación. En la industria es común encontrar técnicas de control clásico mientras que la investigación actual esta más orientada al control moderno.

3.2.1 Control clásico

El algoritmo predominante en la teoría de control clásica es el PID, *Proporcional Integrativo Derivativo*, y sus variantes. El controlador PID es el caso extremo de un compensador de atraso-adelanto de fase, con un polo en el origen y el otro en el infinito. Es similar a las versiones reducidas, el PD y el PI, que son el caso extremo de compensadores de adelanto de fase y retraso de fase respectivamente [24].

El PID consta de tres acciones como se ha mencionado antes. La acción proporcional que devuelve una salida proporcional a la entrada con una ganancia variable, la acción integral que representa la acumulación del error y la acción derivativa, que representa la pendiente del error. Estas tres acciones se suman como se muestra en la figura 3.3.

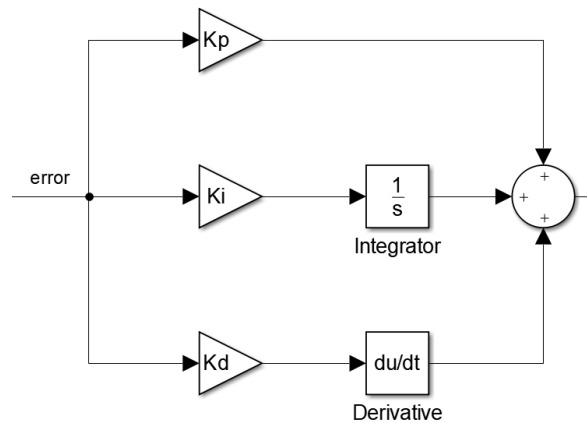


Figure 3.3: Esquema de controlador PID más sencillo

Dentro de la familia de los controladores PID los más usados en la industria, además del mismo,

serían el PD y el PI. En este trabajo se prestará más atención al control PI, por ser el que se usa mayoritariamente en los parques eólicos como se puede ver en diferentes publicaciones [6, 18, 22, 25, 26].

El controlador PD elimina la rama integradora del PID. Este tipo de controlador se suele usar para controles de posición en sistemas de torsión o movimientos acelerados. Sin embargo en sistemas más rígidos a menudo este control hace al sistema inestable. La ganancia del lazo cerrado es demasiado grande y no existe suficiente amortiguamiento por lo que las oscilaciones se vuelven demasiado grandes[27]. Por esta razón este tipo de control no suele ser usado en centrales eléctricas.

El controlador PI es lento pero preciso. La acción integradora elimina el error en el régimen permamnete y garantiza la estabilidad al cumplir el criterio de Liapunov (3.1). Esto significa que cuando el error sea positivo forzara una pendiente negativa y cuando el error sea negativo el integrador forzara una pendiente positiva.

$$S\dot{S} < 0 \quad \text{Donde } S \equiv \text{error} \quad (3.1)$$

Para que el PID, o cualquiera de sus variaciones, devuelva la respuesta que se desea tanto en el régimen transitorio como el permanente, hay que ajustar los parámetros utilizados en lo que se conoce como sintonización o *tuning*. Por tanto, esta parte del diseño del controlador tiene mucha importancia y existen variadas técnicas tanto para el cálculo teórico como la obtención empírica.

Cuando se conoce la planta o se ha calculado un modelo aproximado de ella es posible calcular el PID de forma teórica. Se establece un polo dominante que se corresponde a la respuesta deseada, y luego se aplica la asignación directa de polos. Esta consiste en multiplicar a la planta por la función de transferencia genérica del controlador y calcular los coeficientes para los cuales la función de transferencia final equivale al polo dominante elegido con anterioridad.

Como Ziegler y Nichols describen en [28]: “Un acercamiento puramente matemático al estudio del control automático es, ciertamente, la forma más deseable desde un punto de vista de precisión y brevedad. Sin embargo, desafortunadamente, las matemáticas de control implican una desconcertante variedad de funciones exponenciales y trigonométricas que el ingeniero medio no puede permitirse el tiempo en abrirse paso a través de ellas para llegar a la solución del problema actual.”

Es por eso que en la industria para ahorrar costes y tiempo se utilizan los métodos de ajuste y sintonización empíricos. Estos métodos se conocen así por utilizar la respuesta real de la planta sin control para poder aplicarse. Dentro de estos métodos encontramos entre los más usados el Ziegler-Nichols, Chien-Hrones-Reswick y el Cohen-Coon.

Ziegler-Nichols Dos métodos fueron presentados por Ziegler y Nichols en 1942. Estos métodos todavía son ampliamente usados en su forma original o alguna de las variaciones. El primer método es el de el ajuste de los valores del PID a través de la respuesta al escalón y el segundo es a través de la respuesta en frecuencia.

En la respuesta al escalón en lazo abierto se deben medir los parámetros a y L . Para ello hay que dibujar una tangente en el punto de máxima pendiente y coger las coordenadas de los puntos de corte con los ejes. Como se ve en la figura 3.4, L se corresponde a la coordenada del punto de corte con el eje x y a se corresponde con el punto de corte con el eje y .

Con los valores de a y L se pueden calcular los parámetros del controlador PID o cualquiera de sus variantes como se especifica en la tabla 3.1. Además se puede calcular también una estimación del tiempo de pico que tendría el sistema con cada controlador.

Este método solo se puede aplicar a plantas en las que la respuesta al escalón en lazo abierto no es inestable o si la respuesta es muy oscilatoria. Por eso Ziegler y Nichols propusieron un segundo método que se puede aplicar a cualquier tipo de planta, usando la respuesta en frecuencia.

Para el método de la respuesta en frecuencia se utiliza la curva de Nyquist del proceso en cadena abierta. Se calcula el punto de intersección con el eje real negativo que esta definido por K_u y T_u .

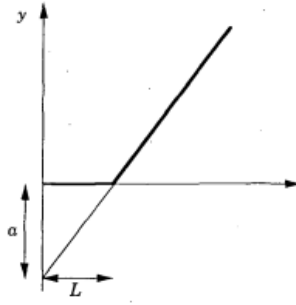


Figure 3.4: Parámetros del método de Ziegler-Nichols para el escalón [29]

Table 3.1: Parámetros del PID obtenidos a través de Ziegler-Nichols [29]

Controller	K	T_i	T_d	T_p
P	$1/a$	-	-	$4L$
PI	$0.9/a$	$3L$	-	$5.7L$
PID	$1.2/a$	$2L$	$L/2$	$3.4L$

Estos dos valores se introducen en la tabla 3.2 y se hallan los valores del controlador como en el método anterior.

Table 3.2: Parámetros obtenidos en el método de la frecuencia [29]

Controller	K	T_i	T_d	T_p
P	$0.5K_u$	-	-	T_u
PI	$0.4K_u$	$0.8T_u$	-	$1.4T_u$
PID	$0.6K_u$	$0.5T_u$	$0.125T_u$	$0.85T_u$

Como se necesita conocer la planta para poder dibujar la curva de Nyquist los parametros K_u y T_u se suelen medir de otra manera. Se aplica un controlador P a la planta con un K nulo. Luego se va aumentando su valor lentamente hasta que el sistema oscile. La ganancia cuando el sistema empieza a oscilar es K_u y el periodo de las oscilaciones es T_u .

El método de Ziegler-Nichols es ampliamente utilizado por su simpleza y el poco esfuerzo que requiere. Sin embargo, el criterio de diseño que utiliza de obtener un sistema con un factor de reducción de la oscilación entre el primer pico y el segundo a un cuarto tiene beneficios e inconvenientes. Aporta un buen rechazo a las perturbaciones de carga, pero también crea un sistema con una amortiguación muy pobre y poco margen de estabilidad [29].

Chien-Hrones-Reswick Existen multiples sugerencias para modificar el método de Ziegler-Nichols. Chien, Hrones y Reswick, *CHR*, propusieron un cambio para el método del escalón para conseguir un mejor amortiguamiento en lazo cerrado.

El cambio propuesto es utilizar “la respuesta más rápida sin sobreoscilación” o “la respuesta más rápida con un 20% de sobreoscilación” como nuevo criterio de diseño. Además observaron que el ajuste del PID para cambios en la consigna o para la respuesta ante perturbaciones de carga eran diferentes.

Para el método CHR se utilizan los parámetros anteriormente mencionados a y L . Con estos valores se pueden calcular los parámetros del controlador utilizando la tabla 3.3. El PID con 20% de

sobreoscilación es muy parecido a los valores dados por Ziegler-Nichols, sin embargo se puede observar que para el 0% se reduce el efecto del proporcional y el integrativo para hacer más lento el sistema.

Table 3.3: Valores de CHR para perturbaciones de carga [29]

Overshoot Controller	0%			20%		
	K	T_i	T_d	K	T_i	T_d
P	$0.3/a$	-	-	$0.7/a$	-	-
PI	$0.6/a$	$4L$	-	$0.7/a$	$2.3L$	-
PID	$0.95/a$	$2.4L$	$0.42L$	$1.2/a$	$2L$	$0.42L$

Para obtener un controlador que responda ante cambios en la consigna de forma deseada se debe aplicar la tabla 3.4. Para estos cálculos ya no solo se necesita a y L si no que hay que usar el tiempo de establecimiento, T , del sistema [29].

Ajuste del PID Una vez que se ha obtenido unos valores del controlador usando los métodos anteriores es posible que la planta no responda exactamente como se quería en un principio. Para lograr la respuesta deseada es necesario ajustar los parámetros del controlador. Este proceso no se hace de forma arbitraria si no que existen ciertas pautas de actuación para llevarlo a cabo.

La acción proporcional multiplica el error por una constante, K_p . Lo cual hace llegar al sistema físico un valor mayor o menor que el error real dependiendo de si K_p es mayor o menor que 1 respectivamente. Esto afecta directamente a la velocidad de la respuesta de la planta de forma proporcional, a medida que se aumenta K_p la planta es más rápida.

En un controlador, si solo variamos el valor de K_p , se obtendrá un tiempo de subida, T_r , más corto, una sobreoscilación, M_p más amplia y un ligero aumento en el tiempo de establecimiento, T_s aumentando la acción proporcional. No tiene efecto directo sobre el error del sistema pero si no hay acción integradora lo aumentará o lo disminuirá por afectar a la ganancia del sistema.

La acción integradora también aumenta la velocidad del sistema en forma de inercia. Al principio la integral no tendrá mucho efecto por lo que el tiempo de subida disminuirá pero ligeramente. La inercia también tendrá el efecto de aumentar la sobreoscilación y la oscilación, incrementando el tiempo de establecimiento.

Analizando el efecto sobre la respuesta en frecuencia, el aumento de K_i disminuye el margen de ganancia y el margen de fase. Lo que hace el lazo cerrado más oscilatorio y potencialmente inestable. Por eso, aunque la parte integral elimina el error en el régimen permanente, elevar demasiado K_i perjudica a la estabilidad del sistema [30].

La acción derivativa trata de igualar la pendiente de la respuesta y la pendiente de la consigna. En cierto modo esto incumple la ley de estabilidad de Liapunov (3.1). Si hay un error negativo la pendiente de la respuesta tiene que ser mayor a la pendiente de la consigna, lo cual da un error en las pendientes positivo que la acción derivativa corregirá de forma negativa.

Esto puede verse como que la acción derivativa hace inestable los sistemas, sin embargo en los sistemas oscilatorios sirve para contrarrestar el efecto de K_p y K_i . Aumentar el K_d ofrece por tanto

Table 3.4: Valores de CHR para seguimiento de consigna [29]

Overshoot Controller	0%			20%		
	K	T_i	T_d	K	T_i	T_d
P	$0.3/a$	-	-	$0.7/a$	-	-
PI	$0.35/a$	$1.2T$	-	$0.7/a$	T	-
PID	$0.6/a$	T	$0.5L$	$0.95/a$	$1.4T$	$0.47L$

amortiguamiento al sistema que resulta en una reducción en la sobreoscilación y el tiempo de establecimiento.

En lo relativo a la frecuencia, proporciona adelanto de fase lo cual contrarresta el retardo provocado por la acción integral. En principio aumentar el término K_d estaría aumentando la estabilidad al aumentar el margen de fase. Sin embargo, también se aumenta la ganancia del sistema pudiendo llegar a incumplir el criterio de estabilidad de Nyquist [30].

En la tabla 3.5 se encuentra un resumen de lo que varía la respuesta si se incrementa una de las tres ganancias de un PID sin variar las otras dos.

Table 3.5: Efectos independientes de P, I y D [30]

	T_r	M_p	T_s
K_p	Reducción	Incremento	Pequeño incremento
K_i	Pequeña reducción	Incremento	Incremento
K_d	Pequeña reducción	Reducción	Reducción

Capítulo 4

Herramientas de diseño

4.1 Desarrollo en Simulink del modelo matemático del parque

Para el desarrollo del modelo a simular se utilizará la herramienta de programación Simulink. Simulink es un entorno de programación de diagramas de bloques para el diseño basado en modelos. Es parte del entorno de programación de Matlab pero a un nivel de abstracción más alto que el lenguaje interpretado usado en los scripts.

Simulink permite diseñar y simular modelos de sistemas físicos y sistemas de control por medio de diagramas de bloques. El comportamiento de dichos sistemas se define mediante operaciones matemáticas, señales predefinidas y funciones de Matlab. Además de las múltiples herramientas de desarrollo Simulink cuenta con una serie de utilidades para la visualización, análisis y guardado de los resultados de cada simulación. Con estas características Simulink es una herramienta ampliamente usada en modelado de sistemas eléctricos y electrónicos, tanto como para ingeniería de control.

El modelo de Simulink se compondrá de tres partes. El modelo eléctrico de la red, que se montará usando la librería Simscape Power Systems de Simulink como se explicara más adelante. El lazo de realimentación y control que se compondrá de todas las herramientas matemáticas para manejar los datos leídos de la red y controlarla. Por último, está la parte de visualización y análisis de los datos con la que se estudiará el modelo y el control que se diseñen.

Control Con el control se trata de que el modelo alcance unos valores de potencia activa y reactiva establecidos como consignas, P^* y Q^* . Con estas dos consignas se calcula la consigna de potencia aparente, S^* , como número complejo que servirá de consigna única. Para eso se realimentarán las medidas de tensión e intensidad de las tres fases, V_{abc} e I_{abc} .

Con las medidas tomadas de V_{abc} e I_{abc} en el lado de alta tensión se calcula la potencia activa y reactiva del circuito en ese punto. Las medidas de tensión e intensidad se pueden tomar tanto en el lado de alta como de media tensión del transformador, la situación del medidor depende del parque en concreto.

Las medidas de potencia activa y reactiva en el lado de alta tensión se utilizan para calcular la potencia aparente en forma de complejo. Esta potencia aparente se resta a la consigna cerrando el lazo de realimentación. Esta diferencia es el error en potencia aparente del sistema que entra en el bloque de control, en el caso del control clásico un PID. A la salida del control se opera la señal de potencia aparente para que vuelva a dar una intensidad que se introduce a las fuentes de intensidad del modelo eléctrico.

Observación Para poder analizar el comportamiento del modelo eléctrico Simulink tiene herramientas de observación y seguimiento de las variables. Dentro de la librería básica de Simulink podemos encontrar en el apartado de *Sinks* algunas de estas herramientas. Existe tanto la opción de guardar los valores de la simulación como la visualización de las gráficas.

El bloque *Scope* nos permite visualizar en una gráfica la evolución de una variable en el tiempo. Este bloque permite la entrada de variables reales o complejas y vectores de diferentes dimensiones. Si la variable entrante de un puerto es compleja o de varias dimensiones se dibujaran todos los valores en la misma gráfica, en cambio si se utilizan diferentes puertos, las señales de cada puerto se podrán dibujar en diferentes gráficas.

Con el bloque *XY Graph* se dibujará una gráfica de una señal contra otra. El bloque tiene dos entradas, la primera se representará en el eje *X* y la segunda en el eje *Y*.

Usando el bloque *To Workspace* podemos guardar la evolución de una variable a lo largo de una simulación como vector o como estructura con tiempo.

4.1.1 Librería Simscape Power Systems

La librería Simscape Power Systems contiene elementos y herramientas de análisis para el modelado y simulación de sistemas eléctricos. Entre otros incluye elementos de redes trifásicas y sistemas de energías renovables. Todo el modelo del circuito eléctrico está realizado con elementos de esta librería. La propia librería tiene también las herramientas para simular y calcular el modelo ofreciendo diferentes opciones al usuario según que tipo de resultados necesite.

Simulación El bloque *Powergui* permite elegir entre tres métodos de resolver el modelo del circuito. Estos son continuo, discreto y fasorial. Además este bloque te permite establecer ciertos parámetros globales para la simulación como el tiempo de muestreo o la frecuencia.

La simulación por el método de continuo resuelve el modelo con el tiempo discreto más pequeño que le permitan los recursos del ordenador. Al no tener un tiempo de muestreo fijo los resultados pueden cambiar de una simulación a otra. Con este método de resolución se puede observar el valor instantáneo de las medidas. Además también calcula los transitorios de elementos como bobinas o condensadores que tienen una inercia.

El modo discreto fija un tiempo de muestreo que el usuario elige. Las propiedades son las mismas que en el modo continuo pero los resultados son siempre los mismos independientemente de lo que se tarde en hacer los cálculos. Ambos métodos se utilizan para simulaciones de periodos de tiempo cortos en las que es necesario analizar la forma de onda o en aquellos modelos que sea necesario estudiar sus etapas transitorias.

El método fasorial calcula todos los valores de tensión e intensidad como vectores, ya sean fasores o complejos. Este modo se usa para simulaciones de larga duración, por eso ignora los estados transitorios y solo se miden los valores del estacionario. En este modo de simulación es necesario especificar la frecuencia a la que trabaja el circuito. Es el que se utiliza principalmente en este trabajo por tratarse de un control terciario.

Fuentes eléctricas En los modelos eléctricos hay dos formas de diferenciar las fuentes eléctricas, por la magnitud que establecen en fuentes de tensión e intensidad, o por la variabilidad de su valor en fijas o variables. La librería de Simscape cuenta con fuentes de tensión de alterna fijas y variables, además de fuentes de tensión diseñadas específicamente para circuitos trifásicos, por otro lado también hay fuentes de intensidad de alterna variables y fijas.

En este trabajo las fuentes de tensión se utilizan para representar a la red. Al tratarse de un circuito trifásico, se hablará del análisis de los bloques diseñados para este tipo de circuitos. Ambas fuentes de tensión están configuradas en estrella como se puede ver en la figura 4.1. La fuente de

tensión fija se puede configurar para que tenga conexión a neutro, para que este conectada a tierra o para que no haya conexión a este punto mientras que la variable siempre incluye una conexión a neutro.

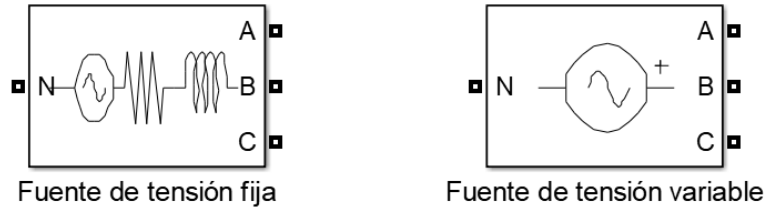


Figure 4.1: Fuentes de tensión de trifásica en Simulink.

Además la fuente de tensión fija incluye una impedancia de carácter inductivo con la que se puede emular la red, en la variable hay que añadir esta impedancia a continuación para obtener el mismo circuito equivalente. La fuente fija se puede usar para simular una red estable mientras que la variable modela las inestabilidades posibles en la red. Las variaciones en la tensión de salida pueden ser de amplitud, fase o frecuencia. La variación se puede modelar además como un escalón, una rampa, una senoide o una tabla de amplitudes en función del tiempo.

Las fuentes de intensidad variables imponen una intensidad en una rama en función de una entrada. Como solo hay fuentes de intensidad monofásicas se deben utilizar tres para modelar una fuente de intensidad trifásica equilibrada. Si la simulación es continua o discreta se debe introducir un número real que da el valor instantáneo, normalmente la señal de entrada tiene forma sinusoidal para las corrientes alternas, si se hacen una simulación fasorial se debe introducir un número complejo que establece el fasor de intensidad de la rama.

Medidores Los medidores transforman los valores físicos de los circuitos modelados en señales de Simulink compatibles con los bloques que no pertenecen al modelo eléctrico. Dependiendo del tipo de simulación los medidores devolverán diferentes señales, en modo continuo o discreto el valor de los medidores es siempre el instantáneo de la magnitud, mientras que en la simulación fasorial los medidores pueden devolver el valor del complejo o del argumento y el ángulo.

Conectados al circuito se pueden utilizar voltímetros, amperímetros y medidores de impedancia. Para circuitos trifásicos existe un medidor de las tres fases para intensidad y tensión. Este bloque devuelve la tensión y la intensidad de las tres fases en forma de complejo, real-imaginario, módulo o módulo y argumento. Además permite leer la tensión como tensión de fase o de línea, la intensidad siempre es de línea.

Además de los medidores del circuito, existen bloques que usan las medidas obtenidas en los medidores para calcular la potencia activa y reactiva. En el bloque de trifásica deben entrar los valores de pico de cada magnitud en forma de complejos de las tres fases.

Líneas de transmisión Las líneas de transmisión son elementos pasivos del circuito que presentan una impedancia. Para definir una línea de media distancia, que son las que se utilizan en un parque eólico, hay dos tipos de parámetros. Existen los parámetros transversales, la conductancia y la capacidad, y están los parámetros longitudinales, resistencia e inductancia. Existen dos formas de agrupar estos parámetros, el circuito equivalente en T y el circuito equivalente en π [31]. Este trabajo se centrará en el modelo π que es el que se usará en el modelo de Simulink.

El circuito equivalente en π mantiene unidos los parámetros longitudinales y divide los parámetros transversales. En el tramo central se sitúan la resistencia y la reactancia mientras que la conductancia y capacitancia quedan divididas en los extremos con sus valores a la mitad, $G/2$ y $B/2$. El circuito está representado en la figura 4.2.

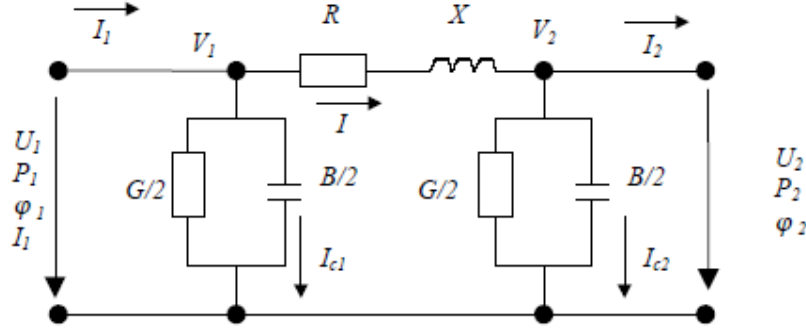


Figure 4.2: Circuito equivalente de circuito π [31].

En el modelo de Simulink para definir la línea con el circuito equivalente π se deben introducir los valores con los que simulink calcula las resistencias, inductancias y capacitancias formando el circuito equivalente que se muestra en la figura 4.3.

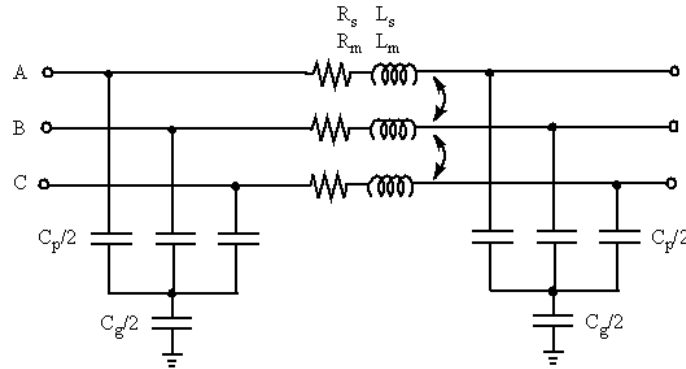


Figure 4.3: Circuito equivalente de circuito π utilizado por Simulink.

En una representación simplificada de una línea se puede utilizar simplemente una impedancia de carácter inductivo en la línea. Esto elimina los efectos capacitivos que existen en una línea y por tanto las derivaciones de corriente a tierra.

Transformador En la librería de *Simscape* existen varios bloques de transformadores trifásicos, en esta sección se describirá el bloque del transformador de dos devanados. Este bloque implementa un transformador trifásico usando tres transformadores monofásicos.

La conexión de los devanados se puede establecer como estrella, estrella con el neutro accesible, estrella con conexión a tierra, triángulo con 30° de retraso frente a la estrella y triángulo con 30° de adelanto, tanto en el primario como en el secundario. En este trabajo los transformadores usados tienen ambos lados conectados con la topología de estrella sin conexión a neutro para evitar el desfase y para eliminar las corrientes que se desvían al neutro.

Entre los parámetros configurables de los transformadores están la potencia y frecuencia nominales, estos valores no tienen impacto en la simulación cuando se establece que las unidades son del sistema internacional, pero se utilizan para calcular el resto de parámetros cuando se usa *pu*, *por unidad*. también se puede configurar la tensión de línea, la resistencia interna, y la inductancia del primario y el secundario.

Capítulo 5

Modelado y simulación del control

Para analizar el comportamiento del parque eólico y el controlador se modelará y analizará en Simulink los casos de estudio propuestos. En los casos de estudio propuestos se analizará el comportamiento de la planta para diferentes referencias de potencia activa y variaciones en el carácter reactivo de la red de conexión. En este capítulo se presentará el método usado para desarrollar el modelo del circuito eléctrico, el diseño del algoritmo de control y los diferentes casos que se han estudiado.

5.1 Modelado del parque y la conexión a red en Simulink

Para realizar un modelo eléctrico del sistema de conexión se debe definir cuales son las diferentes partes del circuito. En el caso del circuito de conexión a red de un parque eólico podemos diferenciar tres partes. El conjunto de generadores, las líneas de transmisión y la red.

Generadores Los aerogeneradores son representados como una fuente de intensidad trifásica. Para que sea simulable se debe añadir una resistencia en paralelo a las fuentes de intensidad porque no se pueden colocar fuentes de intensidad en serie. Esta resistencia es de un valor muy alto para que no fluya intensidad por esa rama en la práctica. El modelo más simple sería el de la figura 5.1.

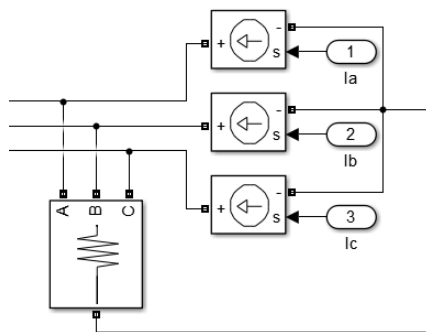


Figure 5.1: Modelo simplificado de generador.

Este modelo se puede usar para representar la totalidad del parque. En el primer modelo estudiado todo el parque es representado como un solo generador para simplificar el algoritmo de control

utilizado. En este caso se está tratando la potencia generada por los aerogeneradores como una sola fuente como se vería en el bus principal de alimentación una vez que se han unido todas las ramas de cada generador.

Además se eliminan detalles como el carácter inductivo del motor trifásico de cada aerogenerador o el transformador que conecta el bus de alimentación del parque con cada unidad. Cuando se hace una representación individual de cada aerogenerador se pueden ir incluyendo estos elementos según hasta donde se modele el circuito. Como se puede ver en la figura 5.2 se pueden diferenciar tres partes en el circuito de conexión de un aerogenerador.

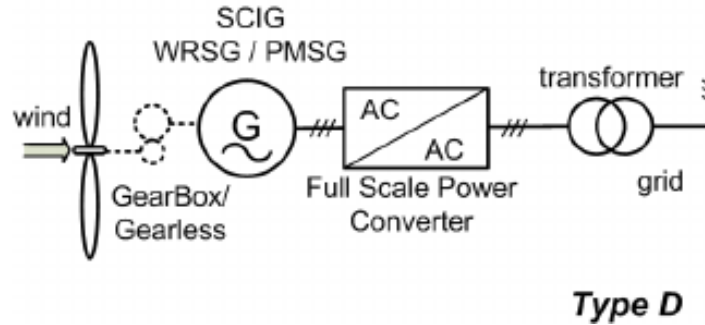


Figure 5.2: Partes de un aerogenerador con topología *full converter* [32].

Como este trabajo está centrado en el control a nivel alto de la planta el convertidor y la máquina eléctrica no van a ser representados en los modelos.

Lineas de transmisión Según se vio en las topologías de conexión de un parque eólico la disposición de las líneas de conexión dentro del parque puede variar en función de la topología escogida. Pero en general se puede dividir en tres grupos las líneas que hay en el modelo del circuito. La línea que conecta con la red, la línea del bus principal del parque y las ramas que unen la alimentación principal con los aerogeneradores.

En el modelo en el que se trata el parque como una sola unidad este último tipo no aparece en la simulación.

En los parámetros de las líneas es donde se establece si la planta tiene más o menos elementos inductivos, o incluso si llega a ser de carácter capacitivo.

Red La red está representada como una fuente de tensión y una impedancia de carácter inductivo. Se ha utilizado el bloque de fuente de tensión variable para representar las inestabilidades en la red. Es la parte más simple del modelo eléctrico en cuanto a número de elementos, solo se necesitan dos bloques para representarla como se ve en la figura 5.3.

Es la red la que determina la consigna del control de reactiva, porque esta depende de la tensión de red como se vio en la sección de los códigos de red. Pero los cambios que se pueden observar en la tensión de la red no solo se producen por las variaciones programadas en la fuente variable, la parte inductiva de la red provoca un aumento en la tensión cuando aumenta el consumo de potencia reactiva por ella. Este consumo de reactiva aumenta con el aumento de intensidad, que se produce al aumentar la potencia activa que suministra la planta.

Por lo tanto el aumento de la potencia activa que se suministra a la red, por esta impedancia inductiva, provoca una desviación natural en la tensión del PCC. Esta desviación de tensión será más significativa mientras mayor sea la potencia que la planta genera.

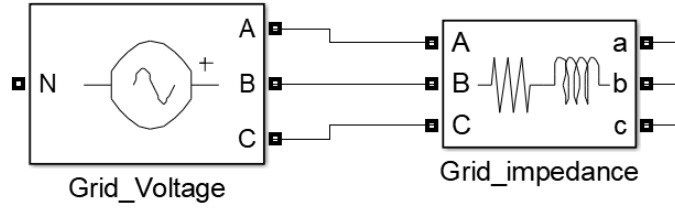


Figure 5.3: Modelo de la Red.

5.2 Diseño del control de la conexión a red

En el diseño de un controlador hay tres elementos importantes. La consigna, la realimentación y el propio controlador. Estos elementos se deben diseñar para las dos señales que se están controlando, potencia activa y reactiva.

Consigna La consigna de potencia, P_{SP} , fija es una constante que no varía durante la prueba pero que se variará para los diferentes casos de estudio. Por otro lado la consigna de reactiva, Q_{SP} , viene dada por el código de red, indicado a través de una referencia con la tensión.

El código de red establece unos márgenes dentro de los cuales debe trabajar la planta, pero para obtener una consigna en concreto se establece la consigna de la planta como el punto medio entre el límite superior y el inferior. Siendo los límites superior e inferior dos rectas de igual pendiente, el punto medio entre los dos pertenecerá a otra recta de la misma pendiente y un origen de coordenadas media de ambas rectas.

La recta que establece Q_{SP} descrita en (5.1) devuelve el porcentaje de reactiva necesaria respecto a la potencia activa. Para este cálculo la tensión introducida, que será la tensión medida en el PCC, debe estar en valor eficaz y medida en kV .

$$Q_{SP}(\%P) = -0.75V + 300 \quad (5.1)$$

Para el cálculo de esta operación en el modelo de Simulink se usan la media de las tensiones de las tres fases medidas en el medidor de red y la potencia calculada con ello. Como se puede ver en la figura 5.4 la potencia medida en la red es cambiada de signo por que el medidor devuelve la potencia consumida por la red, por lo que hay que cambiarle el signo para obtener la potencia generada por la planta.

En el caso de que la planta no está aplicando la compensación de reactiva la consigna de esta misma será cero. La consigna también se establece como cero cuando se quiere que la planta aporte la reactiva natural provocada por su propio carácter.

Realimentación Para la realimentación del controlador se mide en dos puntos del circuito diferentes, el PCC y la salida de intensidad del parque. La salida de estos medidores son la tensión de las tres fases y la intensidad de las tres líneas en valor de pico y expresado en complejo.

Se necesita convertir ambos valores de pico a valores eficaces, a parte se convierte el valor de tensión de fase a línea para tener ambos valores como línea. Para esto se utiliza un bloque como el que se ve en la figura 5.5, en el que se divide ambas señales entre raíz de dos y se multiplica la tensión por raíz de tres.

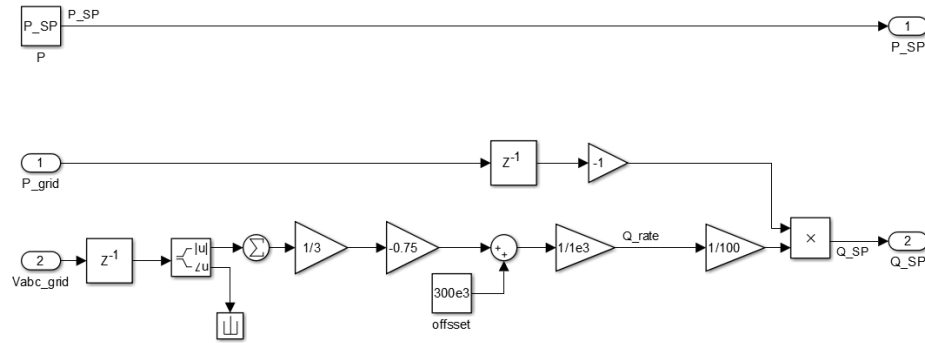


Figure 5.4: Generación de la consigna.

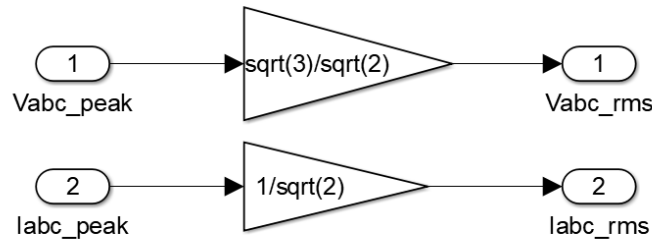


Figure 5.5: Conversión de valores obtenidos por los medidores.

Aunque la tensión e intensidad obtenidos en los medidores se convierten a valor eficaz para la realimentación y su análisis, se necesita utilizar el valor de pico para calcular la potencia activa y reactiva. Estos son los otros dos elementos que se realimentan en el controlador.

En la realimentación de las potencias y las consignas asociadas tiene que pasar por un bloque de control de signo antes de entrar al controlador. Este bloque cambia el signo tanto las consignas como las realimentaciones en función del signo de la reactiva de la planta. Esta reactiva se mide en el instante inicial y se guarda su valor durante toda la simulación.

Esta estructura se puede ver en la figura 5.6. Gracias a este bloque se evitan las realimentaciones positivas cuando la reactiva producida naturalmente por la planta tuviese el mismo signo que la consigna, lo cual haría al sistema inestable.

En el caso de que se este aplicando la compensación indicada en el código de red la realimentación se hace desde el PCC porque la norma especifica que se deben asegurar los valores de reactiva indicados en el punto de conexión. Sin embargo, cuando se evita compensar el carácter reactivo de la planta la realimentación se hace desde la salida del parque.

Controlador El controlador está integrado en un bloque que se encarga de generar las consignas de intensidad para los generadores de alterna del sistema trifásico. Recibe como entradas las consignas y medidas de potencia activa y reactiva, con las que calcula la potencia aparente de referencia, y la tensión de las fases con la que finalmente se calculará la intensidad.

Con las potencia medidas y las consignas correspondientes se calcula el error del sistema en activa y reactiva por separado. Estos dos errores entran a unos bloques de PID de los cuales solo se utiliza la

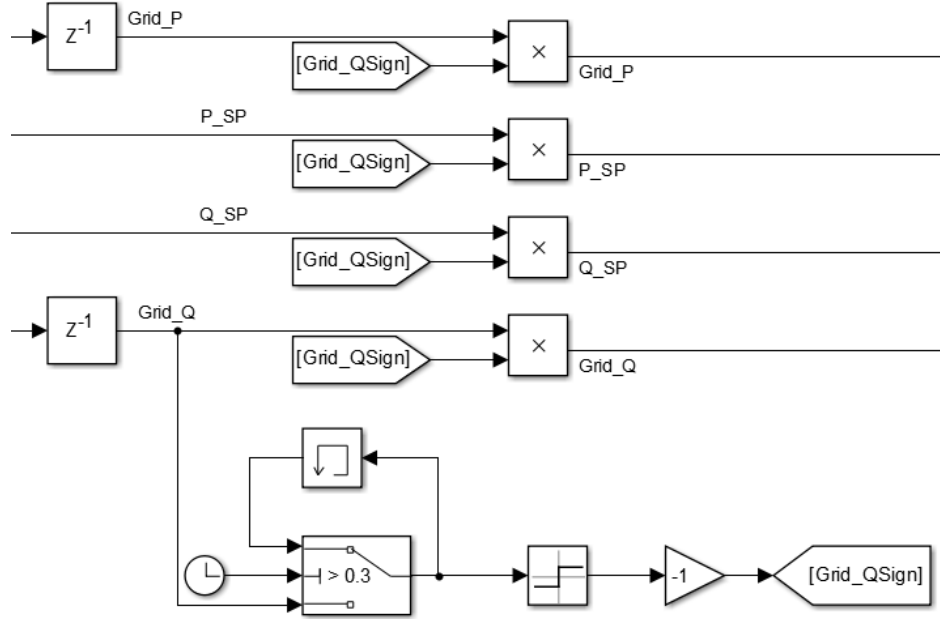


Figure 5.6: Bloque de control del signo.

parte de PI. Como se muestra en la figura 5.7, el PID tiene un sistema de bloque del integrador para valores bajos de la consigna de reactiva, con la que el sistema se vuelve inestable, y un reinicio del valor del integrador a los tres segundos, puesto que durante este tiempo el sistema eléctrico todavía no ha atravesado los transitorios y se espera a que se establezca.

Durante estos tres segundos de establecimiento del circuito el controlador mandará por tanto una referencia nula de intensidad a las fuentes.

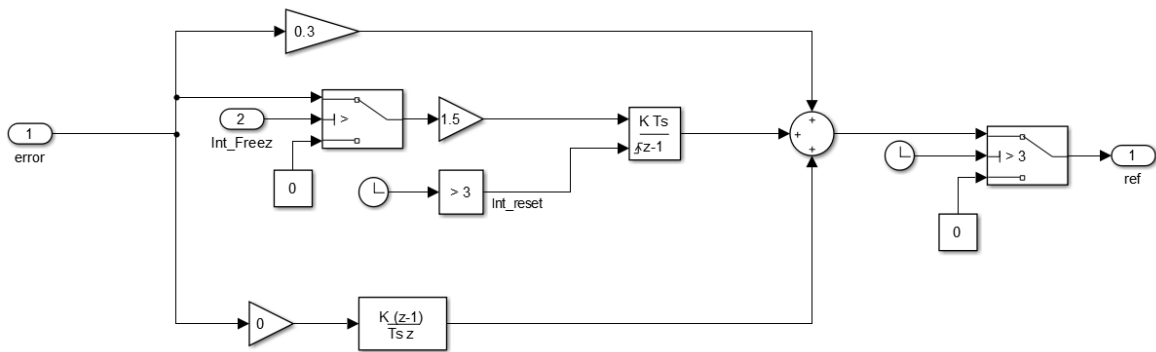


Figure 5.7: Implementación del PID en Simulink.

Utilizando P_{ref} como la parte real y Q_{ref} como parte imaginaria se forma el complejo S_{ref} . Como se vio en el primer capítulo la intensidad se obtiene dividiendo entre la tensión por raíz de tres.

$$I_L^* = \frac{S}{\sqrt{3}V_L} \quad (5.2)$$

Una vez obtenida esta intensidad se calcula el conjugado y esa es I_{ref} . Como S_{ref} se divide entre los complejos de la tensión de cada línea el resultado son las tres intensidades que pertenecen a cada línea en el mismo orden de fase.

El esquema global del controlador se muestra en la figura 5.8. La salida de las intensidades que es un vector que contiene los tres complejos se divide despues para llevar cada intensidad a la liena correspondiente.

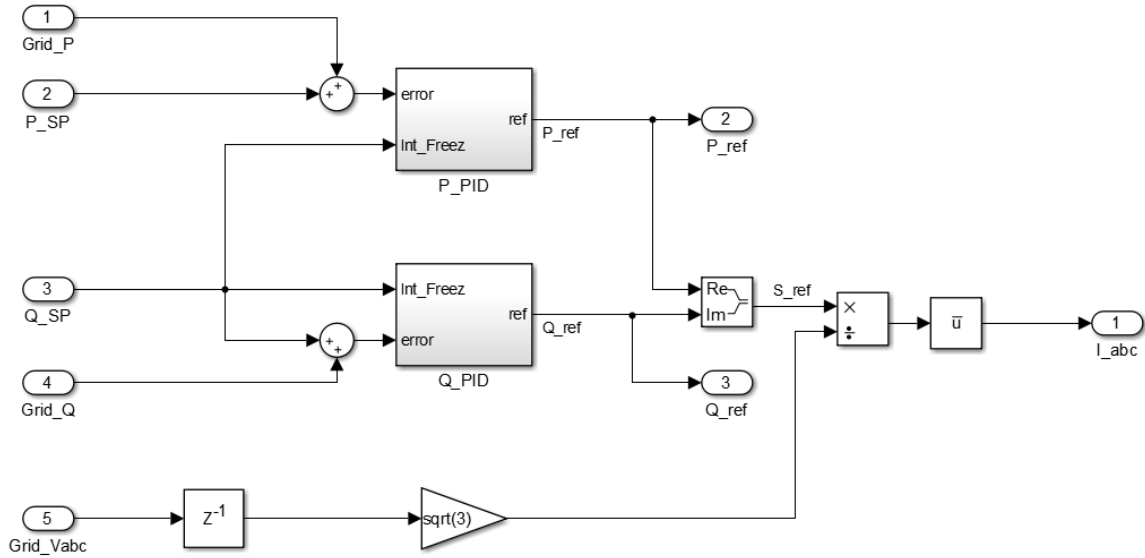


Figure 5.8: Bloque completo del controlador.

5.3 Casos de estudio

En los casos de estudio propuestos se analizarán tres consignas diferentes de potencia reactiva y sus efectos en la tensión en el PCC. Cuando la consigna del parque se mantiene a cero en el PCC para entregar tan solo potencia activa. Utilizando la consigna obtenida a través del código de red para tratar de compensar los posibles desajustes en la red. Por último, cuando se establece por consigna de reactiva cero en la salida de los generadores dejando que el propio carácter inductivo o reactivo de las líneas del parque aporten reactiva a la red.

Para poder ver el diferente efecto que tienen estas estrategias en la red se plantean seis casos de estudio en los que tres se dan una planta de carácter inductivo y los otros tres en una de carácter capacitivo. Los casos se diferencian entre si por la potencia activa que se aporta a la red. Los casos son de 7.5GW, 1MW y 0W de potencia activa.

Reactancia de la planta El carácter inductivo o capacitivo de la planta lo determinan en gran manera las líneas de esta. Los cambios de los parámetros de las inductancias y capacitancias de las líneas es lo que se variará para hacer la planta variar su carácter.

Definiendo los valores de las inductancias y capacitancias de secuencia positiva y secuencia cero de la línea de la planta se puede definir el carácter reactivo de la planta. En el caso de la planta inductiva se dan estos valores:

$$\begin{aligned}l1 &= 0.0013 \\l0 &= l1 \\c1 &= 0.922 * 10^{-9} \\c0 &= c1/1000\end{aligned}\tag{5.3}$$

Los valores en el caso capacitivo son:

$$\begin{aligned}l1 &= 0.0013 * 10^7 \\l0 &= l1 \\c1 &= 0.922 * 10^{-5} \\c0 &= c1/1000\end{aligned}\tag{5.4}$$

Cuando la planta esta conectada a la red pero no genera intensidad consume cierta potencia reactiva. En el caso inductivo son $48.4kVAR$ y en el caso capacitivo son $-3.06MVAR$. Por lo que la planta capacitiva tiene una componente reactiva más importante que la planta inductiva en los escenarios propuestos.

Capítulo 6

Análisis de resultados

Para alcanzar los objetivos propuestos en este trabajo se han realizado las pruebas en los seis casos diferentes descritos en el capítulo anterior. A continuación se muestran los resultados de las pruebas para comprobar el cumplimiento del código de red y la comparación del cumplimiento del código de red respecto a no aplicarlo. Estos se considerarán dos ensayos independientes.

Los casos de estudio se describirán en el orden siguiente, de menor a mayor potencia nominal y tratando primero el caso inductivo. En cada escenario se realizan dos ensayos diferentes, estudio de la respuesta de la planta ante diferentes perturbaciones de tensión en la red, una en forma de escalón, una en rampa y otra senoidal, y la comparación de la aplicación o no de la compensación de reactiva descrita en el P.O. 7.4.

En el segundo ensayo se realizarán tres medidas, todas en régimen permanente. Cuando la planta genera 0VAR a la red, cuando se toma de consigna la recta definida por el código de red y la generación de 0VAR a la salida del generador. Se pretende comprobar cual aporta mejor corrección de tensión a la red.

Primer escenario Este es el caso de estudio para 0W y una planta inductiva. Al tratarse de una potencia activa nula y el P.O. 7.4 describe la limitación de la potencia reactiva en porcentaje de activa, la referencia de reactiva será 0 sin importar las variaciones de tensión en la red.

En la figura 6.1 se muestra la evolución temporal potencia reactiva de la red, $Grid_Q$, en rojo y de la consigna de esta misma, Q_{SP} , en azul. Todas las medidas de potencia están en VARs y la de tiempo en segundos.

En cuanto entra la perturbación de tensión esto afecta a la reactiva del parque lo cual produce las desviaciones en la medida respecto a la consigna, que mantiene siempre el valor de 0. cuando la perturbación termina la reactiva vuelve al cero como un sistema de primer orden.

Tanto en este escenario como en el segundo no se realizará el ensayo de no aplicar compensación del código de red, porque el propio código de red impedirá aplicar la compensación. Como la potencia activa es nula la tensión de la red no se ha visto alterada y dejar a la planta ser tan reactiva como puede ser desvía la tensión del punto nominal.

Segundo escenario Al igual que en el primer caso la potencia nominal es de 0W pero en planta capacitiva. La limitación sobre la potencia reactiva impuesta por la potencia activa tiene el mismo resultado.

Los resultados del primer ensayo se ven reflejados en la figura 6.2. Son diferentes respecto a la primer caso porque se han alargado los tiempos de las perturbaciones. Aun así la planta presenta la misma respuesta por estar en condiciones similares.

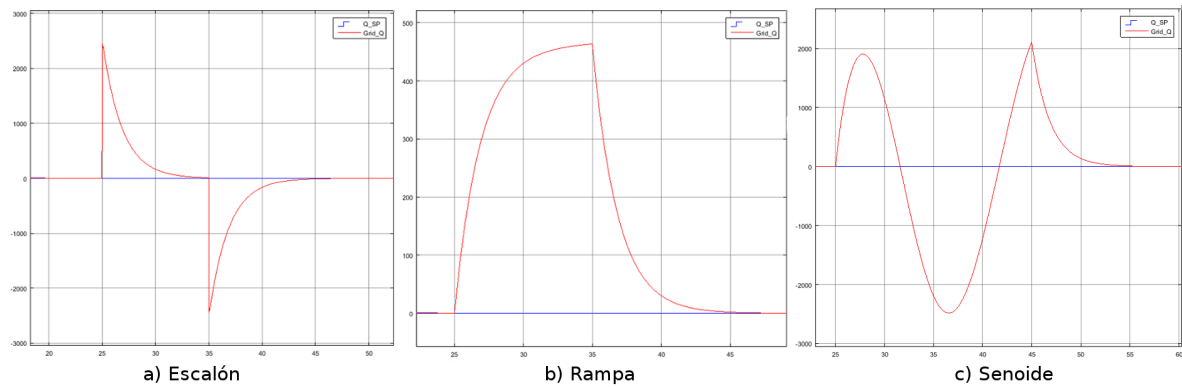


Figure 6.1: Resultados del primer ensayo.

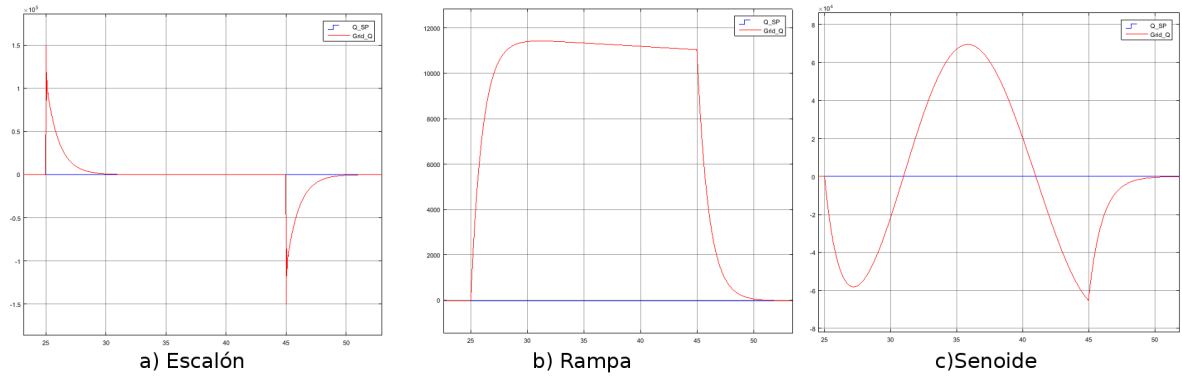


Figure 6.2: Resultados del primer ensayo.

La magnitud de los cambios en la potencia reactiva es mayor porque la planta capacitiva tiene mayor componente reactiva que la planta de carácter inductivo. Pero la dinámica de las dos plantas es parecida en este ensayo.

Como se ha dicho antes en el segundo ensayo al aplicar la reactiva generada por la planta para compensar se empeora la situación de la red que se encontraba en el punto nominal y esto la mueve de esa tensión.

Tercer escenario En este caso se estudia una planta inductiva de una potencia nominal de 1MW. Este es el primer caso en el que se pueden ver los resultados del PPC siguiendo las instrucciones del código de red.

Los resultados de las pruebas de perturbaciones en la tensión de red se muestran en la figura 6.3. Este es el primer ensayo en el que se evalúa la respuesta del controlador ante un cambio en la referencia de reactiva con tres tipos de entrada diferentes, escalon, rampa y senoide.

En la figura 6.4 se puede ver la porcentaje de potencia reactiva respecto de activa en el eje y frente a la tensión en cientos de kV. Los resultados mostrados corresponden a las prueba para las perturbación de escalón, rampa y senoide. Se puede ver que durante toda la perturbación el comportamiento de la planta estuvo dentro de los límites del código de red.

La línea vertical que sobrepasa el límite superior se produce durante la inicialización del control.

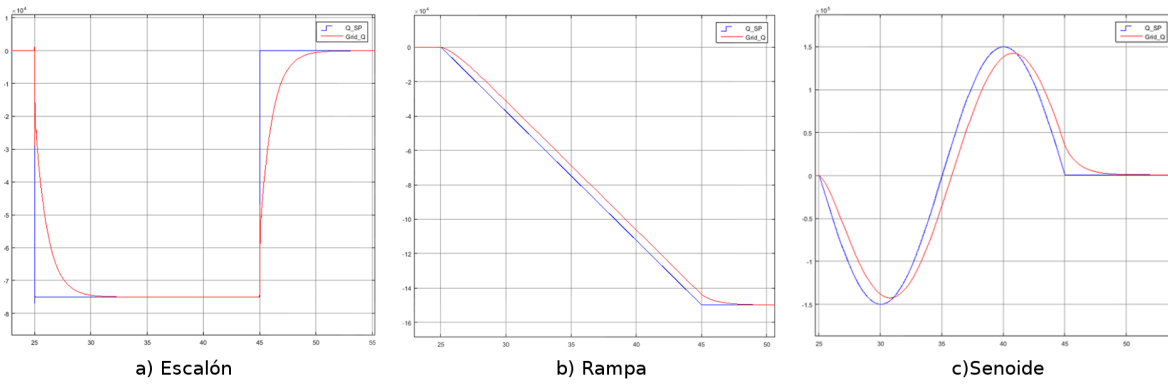


Figure 6.3: Resultados del primer ensayo.

La planta no está aplicando control por lo que la potencia activa es muy baja y la potencia reactiva es la natural de la planta. Esto produce un porcentaje de reactiva muy alto que se sale fuera de los límites establecidos por el código de red.

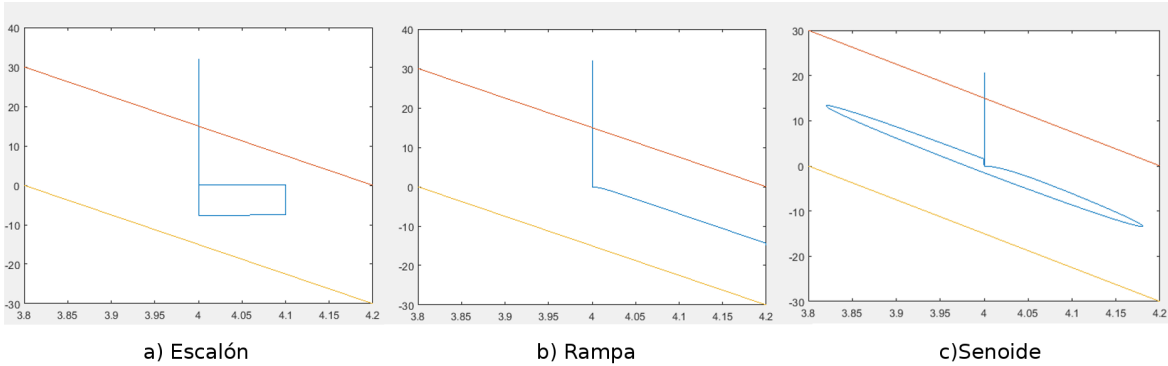


Figure 6.4: comportamiento de la planta respecto a los límites del código de red.

El segundo ensayo consiste en la aplicación o no de la compensación del código de red. En la figura 6.5 se muestra la tensión resultante de no aportar ni consumir nada de reactiva, aplicando el código de red y cuando se deja que la planta compense sola. En la gráfica se ve un valor más alto de tensión que corresponde a no aplicar la compensación de reactiva y un valor más bajo cuando ya se están aplicando las limitaciones del código de red.

La desviación de tensión que existe en este ensayo es provocada por la intensidad que se está inyectando en la red, que es de carácter inductivo y esto eleva la tensión. En este caso la potencia inyectada a la red es demasiado pequeña como para suponer un cambio importante, por lo que la aplicación del código de red no supone un gran cambio.

Cuando se deja a la planta actuar con sus características naturales la tensión aumenta por ser la planta inductiva. Sin embargo debido a la magnitud de la potencia que se está inyectando en la red la diferencia con aplicar el código de red es de centésimas de voltio, despreciable teniendo en cuenta que el nodo se encuentra a $400kV$.

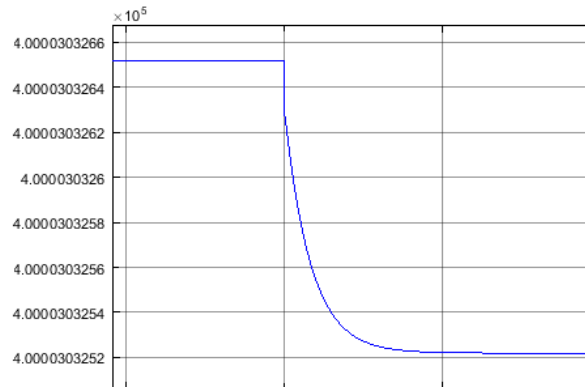


Figure 6.5: Comparación entre no aplicar el código de red y aplicarlo.

Cuarto escenario En este caso también se trabaja con una potencia nominal de $1MW$, esta vez en una planta capacitiva. La consigna impuesta por el código de red es la misma que en el caso anterior aunque el controlador debe actuar de forma diferente aplicado el cambio de signo para evitar la inestabilidad.

En la figura 6.6 se ve la respuesta ante las diferentes perturbaciones de la red antes comentadas. Se aprecia en las gráficas que el comportamiento es invertido al del caso inductivo, cuando en el escenario anterior la consigna era menor a la medida de la red en este es mayor y viceversa.

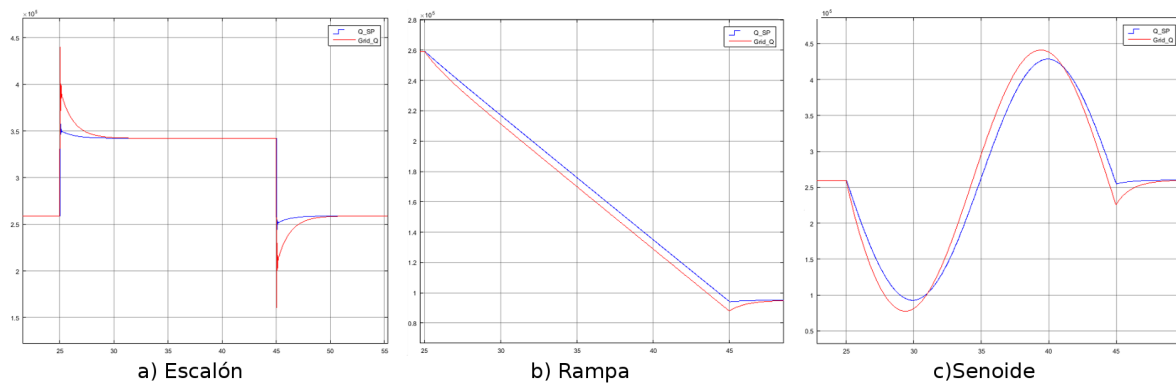


Figure 6.6: Resultados del primer ensayo.

La figura 6.7 muestra la respuesta con respecto a los límites del código de red. En este caso la línea vertical sobrepasa el límite inferior pues la planta viene de una situación capacitiva cuando empieza a corregir.

En el segundo ensayo los resultados de no aplicar o aplicar el código de red son iguales al caso anterior mostrados en la figura 6.5. Sin embargo cuando la planta actúa con su capacitancia natural la tensión disminuye como se esperaba. En este caso la tensión final es $24V$ menor que la tensión nominal.

Esta diferencia de tensión sigue siendo despreciable, sin embargo es mayor en valor absoluto que la que se encontraba en el caso anterior.

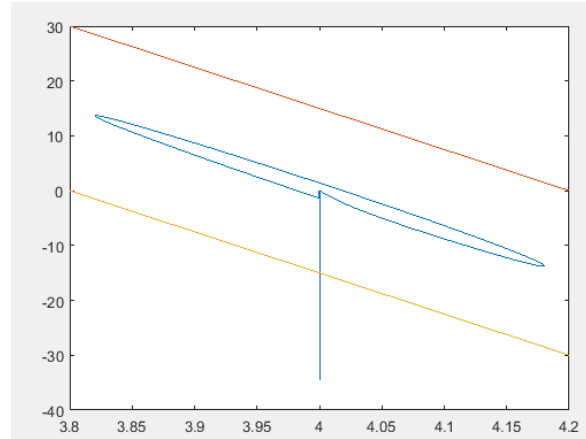


Figure 6.7: comportamiento de la planta respecto a los limites del código de red.

Quinto escenario Este es el caso de planta inductiva con una potencia nominal de 7.5GW . En los casos de 7.5GW la desviación de tensión provocada por la intensidad inyectada es suficiente para que las diferencias en la potencia reactiva sean significativas.

Los resultados del primer ensayo se muestra en la figura 6.8. A diferencia de los otros casos la reactiva inicial es despreciable respecto a la reactiva que se demanda ante las perturbaciones en la red.

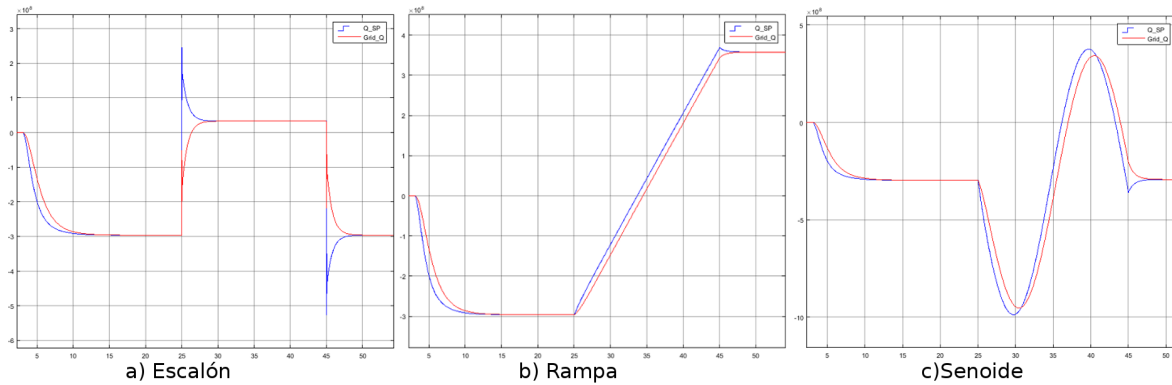


Figure 6.8: Resultados del primer ensayo.

En la figura 6.9 se ve la respuesta de la planta respecto al código de red cuando se enfrenta a la entrada de una rampa. Como en este caso la potencia activa era mayor el protenaje de reactiva es menor y no se aprecia que la planta venga de fuera del código de red.

La tensión comienza entorno a $4.05 \times 10^3\text{kV}$, tiene una ligera oscilación y aumenta hasta aproximadamente $4.15 \times 10^3\text{kV}$ por el efecto del aumento de potencia activa. Entonces entra la perturbación en forma de rampa que lleva a la tensión hasta 400kV .

En el segundo ensayo también se ve afectado por el aumento de potencia nominal. La diferencia entre aplicar o no el código de red es significativa, en la figura 6.10 se puede ver como disminuye en más de 2.5kV al aplicarse la compensación.

En este caso, aunque la planta era inductiva en un principio, la inyección de potencia activa

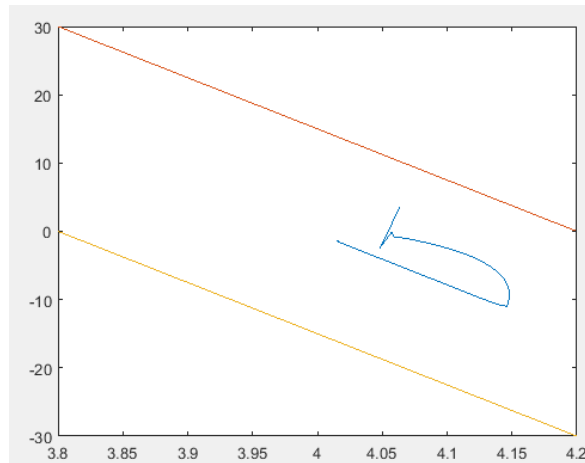


Figure 6.9: comportamiento de la planta respecto a los limites del código de red.

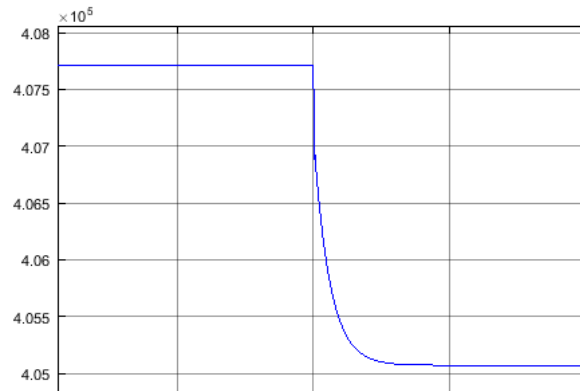


Figure 6.10: Comparación entre no aplicar el código de red y aplicarlo.

provoca que la línea actúe con carácter capacitivo. Esto provoca que la tensión disminuya hasta $403.1kV$. Comparado con los $405.1kV$ que consigue la planta aplicando el código de red, se disminuye la desviación de tensión en $2kV$ dejando a la planta actuar fuera del código de red.

Sexto escenario Este caso de estudio se trata de una planta de potencia nominal $7.5GW$ con carácter capacitivo.

En la figura 6.11 se ven los resultados del primer ensayo. En este caso se ve que la respuesta no se invierte respecto al caso inductivo.

Los resultados de porcentaje de reactiva ante la entrada rampa se muestran en la figura 6.12. El resultado es casi idéntico al del caso anterior porque el efecto de la potencia activa es mucho más significativo que las características naturales de la planta antes de que el control empiece a actuar.

El segundo ensayo presenta el mismo comportamiento que el caso anterior, por comportarse de forma capacitiva también.

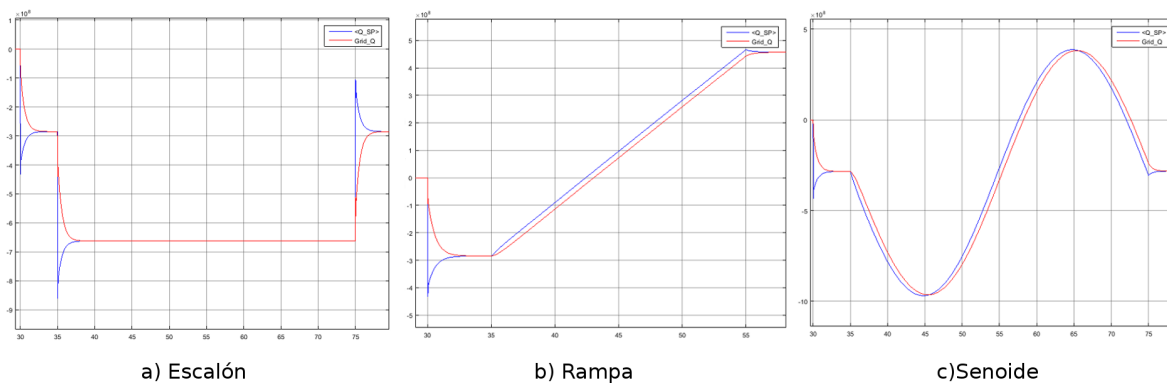


Figure 6.11: Resultados del primer ensayo.

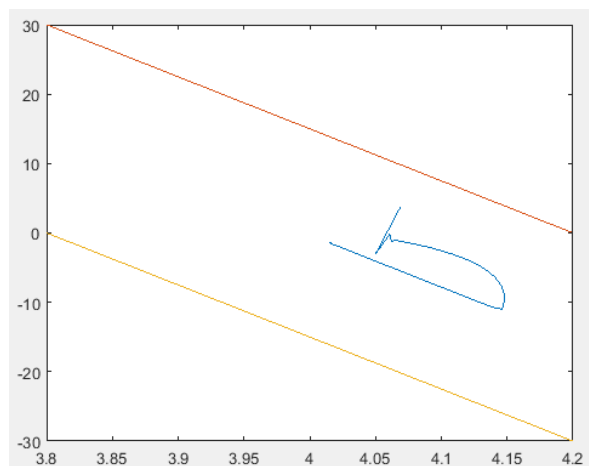


Figure 6.12: Comportamiento de la planta respecto a los límites del código de red.

Capítulo 7

Conclusiones y estudios futuros

Las conclusiones y estudios futuros de este trabajo se presentarán en el mismo orden que los objetivos. Primero se hablará de las conclusiones elaboradas a partir de los resultados del primer ensayo realizado en los seis casos de estudio y del segundo ensayo. Por último se hablará de los estudios futuros propuestos para este trabajo.

Conclusiones Los resultados del primer ensayo son relativos al objetivo de crear un PPC que mantenga la compensación de reactiva dentro de los márgenes establecidos por el código de red en España. Realizando este ensayo se han sacado las siguientes conclusiones.

1. Cuando la planta genera una potencia activa nula, el código de red no permite la compensación de reactiva. Es por eso que ante perturbaciones en la tensión de la red que modifican la reactiva de la planta se sobrepasarán los márgenes de este. Es imposible cumplir el código en el caso de no aportar potencia activa a pesar de que la planta sí pudiera apoyar a la estabilidad de la red compensando con reactiva las perturbaciones.
2. En el caso de la potencia de $1MW$, una potencia media-baja, la planta es fácil de controlar para que siga el código de red. El controlador puede tener una respuesta lenta ante las perturbaciones sin error de posición. En el caso de la rampa y la senoide se puede ver que el controlador tiene un error de velocidad finito y por tanto un error de aceleración infinito.

Es importante destacar que la planta podría no cumplir las especificaciones del código de red en la estabilización inicial porque la potencia activa no es lo suficientemente elevada para que la reactiva que produce la planta tenga un porcentaje despreciable.

3. Para los casos de potencia alta, $7.5GW$, no cambia mucho su comportamiento en relación a los casos de potencia media. Sin embargo al ser más alta la potencia activa los porcentajes de potencia reactiva que genera la planta de por sí respecto a esta son menores. Esto hace más fácil el cumplimiento del código de red, incluso cuando la planta aún está en el régimen transitorio inicial.
4. La conclusión final de esta serie de ensayos es que a mayor potencia activa generada por el parque más fácil es controlar la reactiva para que se cumpla el código de red. Esto viene de definir las imposiciones de potencia reactiva como porcentaje de la potencia activa producida.

Desde el caso de ser imposible controlar un parque que no produce potencia activa, aunque podría ayudar a compensar las desviaciones de tensión en la red, hasta los casos de alta potencia nominal que necesitan muy poca compensación para mantenerse dentro de los límites.

En el segundo ensayo se pretende comparar el efecto sobre la tensión que tiene aplicar la compensación de reactiva como dicta el código de red, no aplicar ninguna compensación o dejar que la planta compense con su propio carácter reactivo. Para esto se analiza solo la tensión sin perturbaciones externas, tan solo el aumento de tensión natural que se produce al aumentar la intensidad que circula por la red.

1. En los casos de potencia nula cumplir el código de red o no aplicar la compensación es lo mismo. Como no se produce tampoco ninguna desviación en la tensión de la red que la planta aporte su reactancia natural supone un empeoramiento de las condiciones de la red.
2. En el resto de casos se puede comprobar que la desviación de tensión disminuye cuando se aplica la compensación dictada por el código de red frente a no aportar ningún tipo de compensación. En este sentido se comprueba que la aplicación del código de red no solo es beneficiosa para la estabilidad de la red, si no necesario para poder prevenir el aumento natural de tensión que se produce por la inyección de intensidad.
3. En cuanto a la compensación con la reactancia natural de la planta existen dos casos diferenciados, la planta inductiva y la planta capacitiva. En los casos de planta inductiva se eleva la tensión de la red, esto se suma a la subida provocada por la intensidad que se suministra en la potencia activa provocando un error en la tensión mayor a cuando no se aplica compensación.
4. Las plantas que son capacitivas disminuyen la tensión de la red. En el caso de las plantas con potencia media la variación de tensión que provoca la intensidad no es muy elevada y la compensación de la planta puede llegar a ser excesiva como se ve en el cuarto caso de estudio. Esto provoca una tensión menor que la nominal que a veces supera en error absoluto a la compensación del código de red, aun que siempre es mejor opción que no aplicar compensación.
5. Finalmente en las plantas que generan una elevada potencia activa la compensación de la planta ofrece una tensión menor a la que se mide cuando se aplica el código de red, pero sin llegar a la tensión nominal. Por lo tanto el error de tensión siempre es menor en el caso de la compensación de la planta que cuando se aplica el código de red.

Esto significa que las plantas de carácter capacitivo de una alta potencia nominal podrían mejorar la calidad de la potencia que emiten aplicando este tipo de compensación en vez de la especificada en el código de red. Sin embargo los parques eólicos suelen tener un carácter inductivo. Son las plantas fotovoltaicas las que tendrían un carácter capacitivo.

El hecho de que la mayoría de plantas actualmente sean de carácter inductivo y que la energía solar supone un porcentaje relativamente bajo en la generación energética de la red eléctrica española son factores que explican que este caso no se haya tenido en cuenta. Sin embargo la creciente demanda de energías renovables y los avances en estas tecnologías podría provocar un aumento de las centrales fotovoltaicas de potencias nominales altas en un futuro.

Estudios futuros Los estudios futuros se plantean en relación a los objetivos del trabajo: Simular la conexión a red de un parque eólico y diseñar un controlador de planta que cumpla los requisitos del código de red.

La primera propuesta para mejorar el modelo de la simulación es el de poder incluir una rama con varios generadores conectados. Después se añadirían elementos de compensación de reactiva como podrían ser los bancos de condensadores o un Statcom.

Respecto al controlador, en estudios futuros se plantea añadir un bloque de reparto de consignas para varios aerogeneradores y sustituir el control clásico por estructuras de control más avanzadas como podrían ser el control predictivo, control robusto, controlador de lógica difusa o redes neuronales.

Referencias

- [1] Red Eléctrica, *Resolución-P.O.7.4 - Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte*, Marzo 2000.
- [2] J. Á. Álvarez Echarri, “Estudio de diferentes topologías de generación eólica,” 2011.
- [3] A. C. Garcíá, “Simulación del funcionamiento de una turbina eólica con generador de inducción doblemente alimentado,” 2015.
- [4] TheSwitch, “Pmg vs dfig – the big generator technology debate,” *PennEnergy*, 2014.
- [5] M. Wei and Z. Chen, “Intelligent control on wind farm,” in *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), 2010 IEEE PES*, pp. 1–6, IEEE, 2010.
- [6] A. D. Hansen, P. Sørensen, F. Iov, and F. Blaabjerg, “Centralised power control of wind farm with doubly fed induction generators,” *Renewable Energy*, vol. 31, no. 7, pp. 935–951, 2006.
- [7] F. R. Yu, P. Zhang, W. Xiao, and P. Choudhury, “Communication systems for grid integration of renewable energy resources,” *IEEE network*, vol. 25, no. 5, 2011.
- [8] M. Reichard, D. Finney, and J. Garrity, “Windfarm system protection using peer-to-peer communications,” in *Protective Relay Engineers, 2007. 60th Annual Conference for*, pp. 511–521, IEEE, 2007.
- [9] W. Qiao, G. K. Venayagamoorthy, and R. G. Harley, “Real-time implementation of a statcom on a wind farm equipped with doubly fed induction generators,” *IEEE transactions on industry applications*, vol. 45, no. 1, pp. 98–107, 2009.
- [10] C. Han, A. Q. Huang, M. E. Baran, S. Bhattacharya, W. Litzenberger, L. Anderson, A. L. Johnson, and A.-A. Edris, “Statcom impact study on the integration of a large wind farm into a weak loop power system,” *IEEE Transactions on energy conversion*, vol. 23, no. 1, pp. 226–233, 2008.
- [11] I. M. de Alegría, J. Andreu, J. L. Martín, P. Ibanez, J. L. Villate, and H. Camblong, “Connection requirements for wind farms: A survey on technical requirements and regulation,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 11, no. 8, pp. 1858–1872, 2007.
- [12] “Grid Code | National Grid UK.” <https://www.nationalgrid.com/uk/electricity/codes/grid-code>. Accessed: 2018-01-10.
- [13] C. Sourkounis and P. Tourou, “Grid code requirements for wind power integration in europe,” in *Conference Papers in Science*, vol. 2013, Hindawi Publishing Corporation, 2013.

- [14] M. Altin, Ö. Göksu, R. Teodorescu, P. Rodriguez, B.-B. Jensen, and L. Helle, "Overview of recent grid codes for wind power integration," in *Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM)*, 2010 12th International Conference on, pp. 1152–1160, IEEE, 2010.
- [15] Y. G. Rebours, D. S. Kirschen, M. Trotignon, and S. Rossignol, "A survey of frequency and voltage control ancillary services—part i: Technical features," *IEEE Transactions on power systems*, vol. 22, no. 1, pp. 350–357, 2007.
- [16] Red Eléctrica, *Resolución-P.O.1.5 - Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia*, Julio 2006.
- [17] Red Eléctrica, *Resolución-P.O.1.2 - Niveles admisibles carga red*, Julio 1998.
- [18] G. Tapia, A. Tapia, and J. X. Ostolaza, "Proportional–integral regulator-based approach to wind farm reactive power management for secondary voltage control," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, no. 2, pp. 488–498, 2007.
- [19] P. Ledesma, "Regulación de frecuencia y potencia," *Universidad Carlos III de Madrid*, vol. 21, pp. 4–6, 2008.
- [20] IEEC, "Centrales eléctricas. el alternador," *Universidad Nacional de Educación a Distancia*, 2011.
- [21] P. Sørensen, A. D. Hansen, K. Thomsen, T. Buhl, P. E. Morthorst, L. H. Nielsen, F. Iov, F. Blaabjerg, H. A. Nielsen, H. Madsen, *et al.*, "Operation and control of large wind turbines and wind farms-final report," *Risø National Laboratory, DK-4000 Roskilde, Denmark, Risø*, 2005.
- [22] J. Fortmann, M. Wilch, F. W. Koch, and I. Erlich, "A novel centralised wind farm controller utilising voltage control capability of wind turbines," *16th PSCC, Glasgow, Scotland*, 2008.
- [23] J. R. Kristoffersen, "The horns rev wind farm and the operational experience with the wind farm main controller," *Revue E-Société Royale Belge des électriciens*, vol. 122, no. 2, p. 26, 2006.
- [24] K. H. Ang, G. Chong, and Y. Li, "Pid control system analysis, design, and technology," *IEEE transactions on control systems technology*, vol. 13, no. 4, pp. 559–576, 2005.
- [25] J. D. Grunnet, M. Soltani, T. Knudsen, M. Kragelund, and T. Bak, "Aeolus toolbox for dynamics wind farm model, simulation and control," in *European Wind Energy Conference and Exhibition, The European Academy of Wind Energy, EWEC*, pp. 3119–3129, 2010.
- [26] J. B. Ekanayake, L. Holdsworth, X. Wu, and N. Jenkins, "Dynamic modeling of doubly fed induction generator wind turbines," *IEEE transactions on power systems*, vol. 18, no. 2, pp. 803–809, 2003.
- [27] Y. Xu, J. M. Hollerbach, and D. Ma, "A nonlinear pd controller for force and contact transient control," *IEEE Control Systems*, vol. 15, no. 1, pp. 15–21, 1995.
- [28] J. G. Ziegler and N. B. Nichols, "Optimum settings for automatic controllers," *trans. ASME*, vol. 64, no. 11, 1942.
- [29] K. J. Åström and T. Häggglund, *PID controllers: theory, design, and tuning*, vol. 2. Instrument society of America Research Triangle Park, NC, 1995.
- [30] Y. Li, K. H. Ang, and G. C. Chong, "Pid control system analysis and design," *IEEE Control Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 32–41, 2006.
- [31] R. M. M. Rosas, *Cálculo de líneas y redes eléctricas*, vol. 75. Univ. Politèc. de Catalunya, 2002.

- [32] F. Blaabjerg, K. Ma, and Y. Yang, “Power electronics - the key technology for renewable energy systems,” pp. 1–11, 03 2014.