



industriales
etsii

Escuela Técnica
Superior
de Ingeniería
Industrial

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Modelado y simulación de una red eléctrica con elevada presencia de energía eólica

TRABAJO FIN DE MÁSTER

MÁSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES

Autor: Alejandro Cano Pérez
Director: Ángel Molina García
Codirector: Miguel Cañas Carretón



Universidad
Politécnica
de Cartagena

Cartagena, Julio 2017

*Agradecer a mis tutores Angel y Miguel por su ayuda en la realización de este trabajo.
Dar las gracias a mis padres y hermano por aguantarme y apoyarme en mis decisiones.
Gracias a mis amigos por ser un apoyo constante y estar ahí en los momentos difíciles.
Y por último, mención especial para Alberto por su ayuda con la informática.*

Índice

1. <u>Introducción</u>	9
2. <u>Técnicas de control</u>	11
2.1. Control P-F y Q-V	11
2.2. Generación distribuida	13
2.3. Variaciones de tensión	14
3. <u>Caso de estudio. Descripción general</u>	19
3.1. Características eléctricas de las líneas y subestaciones	21
4. <u>Implementación y Resultados</u>	23
4.1. Modelo con un parque eólico.	23
4.2. Variación de consigna de reactiva en el parque eólico	25
4.3. Modelo con dos parque eólicos	30
4.4. Modelo de la red completa	34
5. <u>Conclusiones</u>	39
Bibliografía	41

Índice de tablas

Tabla 1.	Parques utilizados para la simulación.	19
Tabla 2.	Subestaciones de 123/20 kV.	20
Tabla 3.	Tramos y configuraciones de las líneas de evacuación de 132kV. . . .	21
Tabla 4.	Tramos y configuraciones de las líneas de evacuación de 132kV. . . .	22

Índice de figuras

Figura 1.	Característica de los inversores fotovoltaicos para el control de tensión [12].	12
Figura 2.	Evolución potencia eólica instalada en España.	13
Figura 3.	Circuito simple.	14
Figura 4.	Diagrama vectorial $U_1 > U_2$	15
Figura 5.	Diagrama vectorial $U_1 < U_2$	15
Figura 6.	Circuito con varios parques eólicos.	16
Figura 7.	Comparativo entre potencia demandada y generación eólica. [2] . .	16
Figura 8.	Lineas de evacuación de la zona de estudio.	21
Figura 9.	Curva característica del modelo de aerogenerador.	23
Figura 10.	Modelo con un parque eólico y una carga variable.	24
Figura 11.	Tensión en los nudos sin compensación de reactiva.	25
Figura 12.	Tensión en los nudos con compensación de reactiva.	26
Figura 13.	Cuadrantes de potencia.	26
Figura 14.	Variación de las potencias con la consigna del parque.	27
Figura 15.	Evolución del $\cos(\varphi)$ en función de la consigna del parque.	27
Figura 16.	Variación de la tensión en función de la consigna de reactiva.	28
Figura 17.	Variación de la tensión en función de la consigna de reactiva.	28
Figura 18.	Evolución de las potencia demandada y producida por el parque. . .	29
Figura 19.	Evolución temporal de la tensión en el nudo.	30
Figura 20.	Modelo con dos parques eólico.	31
Figura 21.	Variación de la tensión en función de la consigna de reactiva de un solo parque.	31
Figura 22.	Variación de la tensión en función de la consigna de reactiva de un solo parque.	32
Figura 23.	Comparación de tensiones con un parque parado.	33
Figura 24.	Variación de la tensión cuando el viento cesa en un parque.	34
Figura 25.	Variación de la tensión cuando el viento cesa en un parque.	35

Figura 26. Modelo de la red completa. 36

Figura 27. Comparativa de tensiones con la carga menor que los parques eólicos. 37

Figura 28. Comparativa de tensiones con la carga similar que los parques eólicos. 38

1. Introducción

Actualmente, las necesidades por cumplir con las directivas europeas en cuanto al uso de energías renovables y la conciencia cada vez mayor de la población de que hay que dejar atrás el uso de fuentes energéticas convencionales nos va a hacer avanzar hasta un modelo de generación de electricidad basado en pequeñas "centrales" cerca de los núcleos de consumo, lo conocido como generación distribuida.

En esto tendrá una gran importancia la energía eólica, que si bien en España es la segunda fuente de producción por detrás de la energía nuclear, en un breve periodo de tiempo será necesaria la repotenciación de muchos parques que están próximos a cumplir el periodo de vida útil y a la instalación de parques en aquellas zonas en las que actualmente no se está aprovechando el recurso eólico, así como la instalación de parques eólicos offshore en aquellas zonas que son propicias para su instalación.

El gran avance que ha tenido la energía eólica en los últimos años ha supuesto que se convierta en la principal fuente de energía renovable en muchos países debido en parte, a las ayudas económicas que ha recibido el sector y a que los parques eólicos son una manera barata y eficaz de aprovechar un recurso ilimitado y renovable.

Las condiciones climáticas de España hacen que sea un país con un gran potencial para la instalación de este tipo de centrales y muestra de ello es que en año 2016 la energía eólica supuso el 19,3% de la energía eléctrica consumida.

La parte negativa de dicho crecimiento es que es una forma de obtener energía eléctrica que depende del clima, del viento en este caso, lo que le aporta un factor de imprevisibilidad y el actual estado del bienestar hace impensable la posibilidad de apagones o largos periodos de corte del suministro. Ello hace necesario un sistema de respaldo que sea capaz de funcionar cuando los parques eólicos estén parados debido a la falta de viento.

Dicha variabilidad se puede ver en que los 22864 MW instalados en España de energía eólica tuvieron en 2016 un funcionamiento de unas 2100 horas equivalentes y los 4430 MW de energía fotovoltaica unas 1700 horas equivalentes [4]. Esto hace que un sistema a gran escala no se pueda alimentar solamente con energías renovables, ya que el mantenimiento de los parámetros eléctricos en los niveles adecuados depende del frágil equilibrio entre generación y demanda.

Cabe comentar que los parques eólicos sufren recortes a la producción en aquellos momentos en los que producen más potencia que la demandada en el sistema en esos momentos, esto hace que las horas equivalentes de funcionamiento disminuyan. El hecho de que en ciertos momentos haya recortes a la producción de parques eólicos indica que sistema puede prescindir de otras fuentes de generación más contaminantes y que no pueden parar por qué sus tiempos de respuesta son mucho mayores.

En este trabajo se pretende realizar un estudio de cómo afecta la inclusión masiva de parques eólicos en una red de distribución analizando la variación de los parámetros eléctricos cuando en dicha red varían tanto la demanda como la generación y observando la diferencia entre una red alimentada por un gran generador principal y esa misma red alimentada por varios parques eólicos alimentando las distintas cargas, aunque se mantenga el generador principal para que actúe como sistema de respaldo de los parques eólicos.

Para que las simulaciones sean lo más real posibles, se utilizarán datos de líneas reales y en funcionamiento y se realizarán en el entorno de MATLAB/Simulink haciendo uso de la librería de SimPowerSystem que incorpora un modelo de aerogenerador ya implementado, ya que la simulación de los propios aerogeneradores queda fuera del ámbito de este trabajo.

Las partes del presente trabajo son:

- Introducción.
- Técnicas de control.
- Caso de estudio. Descripción general.
- Implementación y resultados.
- Conclusiones.

2. Técnicas de control

2.1. Control P-F y Q-V

El mantenimiento de la frecuencia del sistema dentro de los límites establecidos por la normativa depende del equilibrio entre las potencias demandada y generada en cada momento, por ello el operador del sistema debe de prever las contingencias que provoquen una desviación de la frecuencia con respecto a su valor nominal.

Mantener el equilibrio entre la demanda y la generación es un aspecto crítico para la seguridad de los elementos conectados a la red así como de la misma red, ya que la frecuencia es el aspecto básico de la calidad del suministro.

Para el control de la frecuencia se disponen de tres lazos de control jerarquizados en escala de tiempos. Dichos lazos de control son [10]:

- Lazo primario: Es un control automático de origen local (centrales productoras) que se encarga de limitar el desvío entre la frecuencia del sistema y la nominal. Actúa en pocos segundos.
- Lazo secundario: actúa después de la regulación primaria y se encarga de sustituir la potencia primaria y recuperar la frecuencia del sistema. En España está distribuido en zonas que controlan varios puntos de generación.
- Lazo terciario: Es manual y se encarga de sustituir al secundario.

En este aspecto, las centrales que más capacidad de regulación tienen son las hidráulicas, ya que actúan de manera muy rápida mientras que los parques eólicos tienen una capacidad limitada debido a que su fuente de energía es muy variable a lo largo un periodo largo de tiempo, suponiendo un riesgo para el sistema.

Mantener la frecuencia en los límites establecidos es función del operador del sistema que tiene que asegurar el equilibrio entre demanda y generación y dicho equilibrio será más fácil de mantener en un sistema muy interconectado, ya que es más robusto que un sistema aislado. Como dato orientativo en un sistema como el europeo con gran interconexión entre los países sería necesario una variación de 12000MW para que la frecuencia del sistema varíe 1Hz [10].

Otro aspecto igual de importante en el funcionamiento de los sistemas eléctricos es el control de la tensión dentro de los límites establecidos.

En el control de la tensión intervienen elementos activos como los generadores funcionando en régimen de sobre o subexcitación, condensadores y bobinas, transformadores

con regulación del TAP, así como otros elementos como puede ser el mallado de la red y la ubicación de los generadores con respecto a los centros de consumo.

Las nuevas fuentes de generación renovables aportan una nueva forma de control, lo que se conoce como control tensión-reactiva. Dicho control utiliza la capacidad de regulación del factor de potencia de las unidades de generación distribuida (eólica y fotovoltaica) para controlar el nivel de tensión en los nudos de conexión. Esto se puede ver en la figura 1 que muestra la curva de control de los inversores fotovoltaicos en la que si la tensión esta dentro de unos niveles, el controlador no actúa y si sale de esos niveles, actúa aportando o consumiendo potencia reactiva.

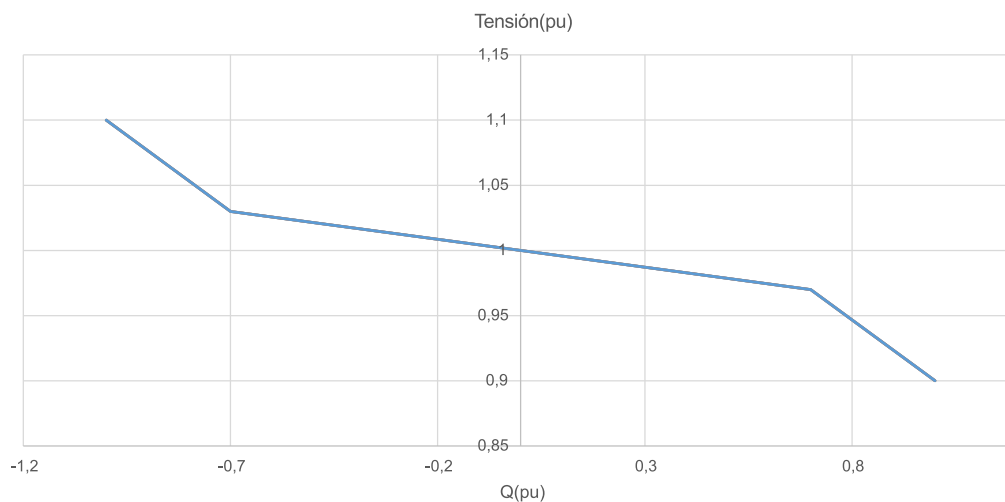


Figura 1: Característica de los inversores fotovoltaicos para el control de tensión [12].

Con este control, lo que se limita son los flujos de potencia reactiva por las líneas de transporte y distribución, limitando así las pérdidas asociadas a los flujos de potencia reactiva, lo que limita las caídas de tensión en las líneas ya que, como se explicará posteriormente, la tensión en el nudo de la carga es mayor que en el nudo de la fuente de generación.

Con muchas unidades de generación distribuida como pueden ser parques eólicos, se pueden controlar la tensión en los nudos de conexión haciendo que los aerogeneradores inyecten reactiva a la red mientras que la activa es aportada por la red.

La conexión de muchas unidades de generación hace también necesario la aplicación de un control que regule la consigna de reactiva de cada unidad para que todas las fuentes puedan trabajar de la forma más eficaz posible.

2.2. Generación distribuida

Actualmente se está avanzando hacia una situación donde la tipología tradicional de las redes eléctricas está evolucionando de un sistema con grandes centros de generación y de consumo conectados por grandes líneas de transporte (400 y 220 kV) en los que los parámetros de calidad eran fáciles de controlar, a un sistema donde la presencia de pequeños generadores eléctricos (sobre todo basados en energías renovables) más cercanos a los centros de consumo y conectados a la red de reparto y distribución (132 kV para abajo) hace que el control de los parámetros de calidad sea de una complejidad excepcional ya que la calidad de la energía es lo fundamental para el funcionamiento de todos los equipos conectados a red.

Este cambio en los sistemas eléctricos de potencia (SEP) es lo que se conoce como generación distribuida y tendrá cada vez mayor incidencia en las redes eléctricas si se quiere conseguir cumplir con los objetivos de emisiones de CO_2 para frenar el calentamiento global.

En este sentido, los parques eólicos constituyen la fuente de generación distribuida que más penetración ha tenido en el sistema eléctrico español (la evolución se puede ver en la figura 2) lo que ha provocado la aparición de una gran cantidad de líneas de transporte de energía para conectar los parques eólicos con los centros de consumo ya que, en los inicios y debido al régimen especial, los parques eólicos no podían superar los 50 MW de potencia nominal lo que hacía que muchos puntos de generación separados por grandes distancias debían de unirse a distintos puntos de entrega de energía por líneas de media o alta tensión, lo que produce que los flujos de potencia cambien y puntos de consumo pasen a ser generadores alterando los controles que ya había.

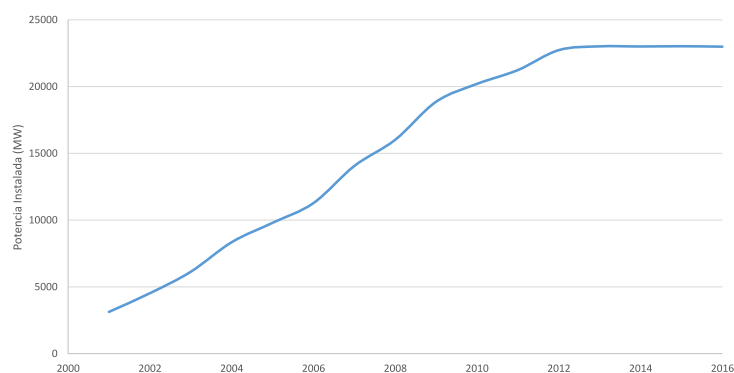


Figura 2: Evolución potencia eólica instalada en España.

Con los sistemas tradicionales las caídas de tensión que se producen en las líneas pueden predecirse conociendo las características de las líneas eléctricas y de las cargas, con lo que dichas caídas pueden ser compensadas haciendo que los generadores trabajen por encima

de su tensión nominal o utilizando la regulación del TAP en los transformadores de las subestaciones, al igual que se aprovecha la inercia de los grandes generadores para producir más potencia para compensar las variaciones de frecuencia debidas a variación de cargas.

El cambio a generadores más pequeños y dispersos controlados por electrónica de potencia hace que para controlar la tensión en los distintos nudos haya que prever y organizar el óptimo de funcionamiento para que en cada nudo la tensión sea la adecuada para el correcto funcionamiento de toda la red y ya que el mallado de la red de transporte y distribución también influye en gran medida en el comportamiento de la misma, la aparición de muchos puntos de generación y consumo en una red muy ramificada puede hacer que una pequeña variación de tensión pueda tener grandes consecuencias.

2.3. Variaciones de tensión

Las variaciones de tensión que se producen en los circuitos eléctricos se deben principalmente a las caídas de tensión que produce el paso de la corriente por los conductores y los transformadores debido a la impedancia de los mismos.

Si consideramos un circuito básico como el que se puede ver en la figura 3 compuesto por generador, transformador, línea de transporte, transformador y carga, si la tensión de 1pu se considera la presente en bornes del generador, esta irá decreciendo debido a las caídas en los distintos elementos y en bornes de la carga la tensión puede no ser suficiente para el correcto funcionamiento de la misma.

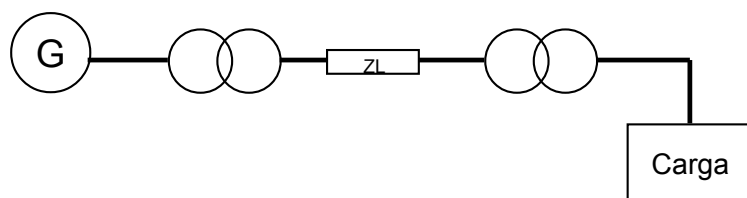


Figura 3: Circuito simple.

La carga se puede considerar una carga normal industrial o residencial con lo que tendrá un factor de potencia inductivo, es decir, absorberá potencia reactiva, al igual que en la línea de transporte aérea donde la componente inductiva de la impedancia es mucho mayor que la capacitiva, al contrario de lo que pasa con las líneas subterráneas donde la parte capacitiva puede hacer que la tensión al final de las líneas sea mayor que al principio.

Si se considera la impedancia de la línea como $Z_L = R + jX$, aplicando el análisis vectorial (figura 4) a la tensión y corriente en el nudo de la carga (U2) se obtiene que al paso por la línea de transporte la tensión resultante en bornes del generador (U1) es

mayor que la presente en bornes de la carga y dicha diferencia será mayor cuanto mayor sea la corriente que circula por el circuito de forma que, para conseguir que en bornes de la carga haya una tensión adecuada para su funcionamiento (supongamos 1pu) habrá que regular la tensión en bornes del generador para vencer las distintas caídas de tensión.

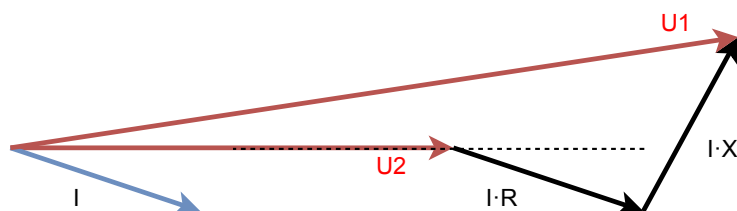


Figura 4: Diagrama vectorial $U_1 > U_2$.

Si el flujo de potencia reactiva es en sentido contrario, es decir, la carga tiene un factor de potencia capacitivo, la tensión en el nudo de la carga será mayor que en el del generador tal y como se puede observar en el análisis vectorial de la figura 5.

El hecho de que con la potencia reactiva se pueda ajustar la tensión mediante la inyección o absorción hace que los parques eólicos con turbinas con la tecnología DFIG (generador de inducción doblemente alimentado en inglés) sean capaces de entregar la energía con las características que les exija el operador del sistema en cada momento.

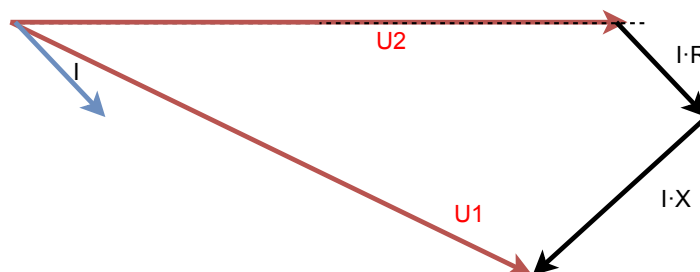


Figura 5: Diagrama vectorial $U_1 < U_2$.

Como se ha comentado anteriormente los parques eólicos se sitúan en aquellas zonas que favorecen su funcionamiento y se conectan a la red general en aquellos puntos donde las distintas compañías les permiten hacerlo. La tipología más común puede considerarse la que se representa en la figura 6 donde varios parques eólicos se conectan a una misma subestación o a un nudo en una línea. De esta forma, siempre que el parque esté en funcionamiento y sea capaz de regular la potencia reactiva que entrega o consume para mantener la tensión en los límites impuestos en los puntos de entrega. Cuando varios parques se conectan a un mismo punto se pueden operar de manera que se llegue a un compromiso de funcionamiento para que entre todos sean capaces de mantener la tensión en el nudo de la carga en un valor adecuado para el funcionamiento.

Si la suma global en el nudo de la carga (2) resulta en un exceso de reactiva, es decir, que los parques producen más reactiva de la consumida por la carga, la tensión en dicho nudo será mayor y se cumplirá lo explicado para el caso de la figura 5 y la tensión en bornes del generador (1) será menor con lo que no tendrá que trabajar sobreexcitado y su funcionamiento será más eficiente.

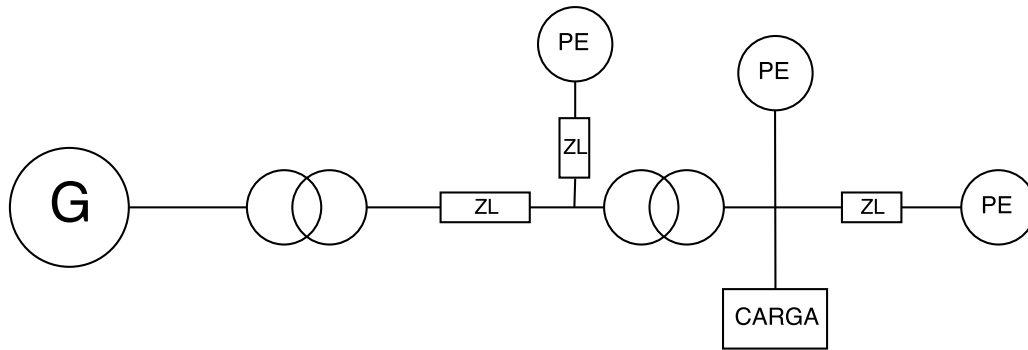


Figura 6: Circuito con varios parques eólicos.

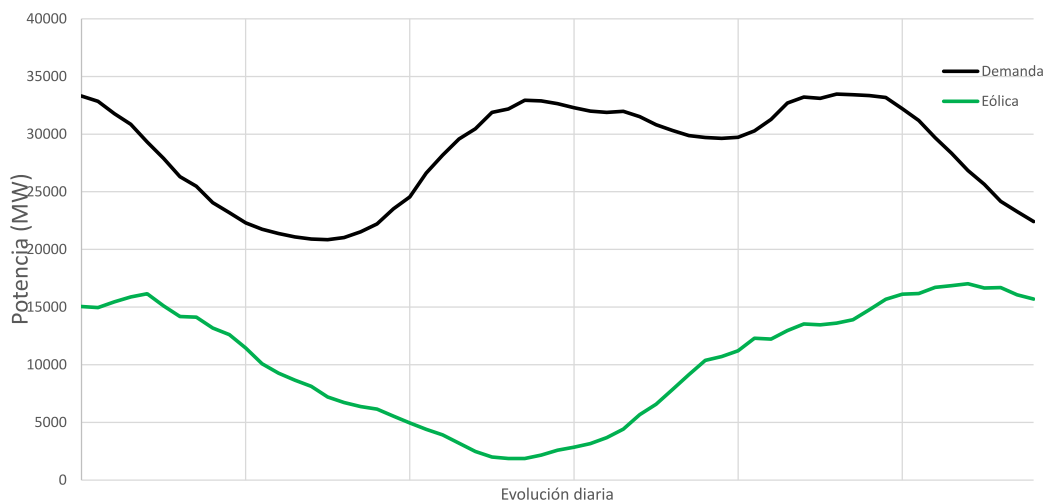


Figura 7: Comparativo entre potencia demandada y generación eólica. [2]

Para el control de las tensiones hay que tener en cuenta las curvas típicas de demanda y generación eólica que no tienen por qué coincidir, sino más bien todo lo contrario ya que la máxima producción eólica se suele producir de noche cuando la demanda es menor salvo condiciones climáticas excepcionales. En la figura 7 se puede ver la comparación entre la curva de demanda y la de generación eólica de un día cualquiera obtenidas de los informes a tiempo real de Red Eléctrica de España. En ellas se puede ver como en las horas centrales del día, cuando más demanda hay, menos producción eólica. Esto hace necesario un sistema de respaldo que proporcione la energía restante cuando sea necesaria.

Debido a dichas diferencias, la energía eólica por si sola no es capaz de hacer funcionar un sistema eléctrico a gran escala como es el sistema eléctrico español, ya que sería incapaz de mantener la frecuencia y la tensión en los límites establecidos.

3. Caso de estudio. Descripción general

Para que las simulaciones sean lo más parecidas a la realidad se van a utilizar los datos de parques eólicos reales y en funcionamiento así como de las líneas de distribución y subestaciones que los conectan con la red nacional.

Los parques en cuestión son los instalados en la comarca de la Manchuela en la provincia de Albacete ya que evacuan todos mediante una misma línea de transporte de 132 kV hacia la subestación de Romica de Red Eléctrica de España. Son 19 parques eólicos en los términos municipales de Alpera, Alatoz, Carcelén, Bonete, Higuera, Pozo Lorente y Hoya Gonzalo.

Los 19 parques eólicos en la zona tienen una potencia instalada total de 535,32 MW, en un área de 35000 ha. Es una cuarta parte de la potencia total instalada en la provincia de Albacete, que cuenta con un total de 2011,71 MW de potencia instalada en parques eólicos, lo que supone el 9% del total nacional de 22864 MW.

Los parques son los que se muestran en la tabla 1.

Nombre	Municipio	Potencia(MW)	Subestación
El Moralejo I	Alpera	6	ST. Bonete
El Moralejo II	Alpera	12	ST. Malefatón
El Relumbrar	Alpera	40	ST. El Relumbrar
Muela de Tortosilla	Alpera	36,96	Muela de Tortosilla
Carcelén	Carcelén	49,6	ST. La Hunde
Malefatón	Higuera	49,5	ST. Malefatón
Higuera	Higuera	37,62	ST. Higuera
Virgen de los Llanos I	Higuera y Hoya	26,4	ST. Higuera
Virgen de los Llanos II	Higuera	23,1	ST. Higuera
Morrabancar	Hoya Gonzalo	13,2	ST. Morrabancar
Cerro de la Punta	Higuera	24,42	ST. Higuera
Hoya Gonzalo	Hoya Gonzalo	49,5	ST. Morrabancar
Virgen del Belén I	Bonete	23,1	ST. Bonete
Virgen del Belén Ampliación	Bonete	10	ST. Bonete
Virgen del Belén II	Bonete	24,42	ST. Bonete
Abuela Santa Ana	Pozo Lorente	37,5	ST. Santa Ana
Abuela Santa Ana Mod.	Pozo Lorente	12	ST. Santa Ana
Dehesa Virginia	Alatoz y Alpera	30	ST. El Relumbrar
Fuente de la Arena	Alpera	30	ST. El Relumbrar

Tabla 1: Parques utilizados para la simulación.

La potencia generada por estos parques es evacuada a 8 subestaciones de elevación 20/132 kV para conectar los parques con la red de transporte hasta la subestación de Romica. Para simplificar las simulaciones estas líneas se despreciarán, ya que cada aerogenerador está conectado con líneas de distinto diámetro y que la potencia entregada por los parques generalmente se mide en el punto de conexión a la red de transporte (subestación) por lo que no influyen de manera significativa en la simulación.

La información acerca de las subestaciones se ha obtenido a través de lo publicado en el Documento Oficial de Castilla-La Mancha, por ello no se ha podido conseguir toda la información sobre los transformadores de las subestaciones.

La información de las subestaciones que si se ha conseguido se puede ver en la siguiente tabla (Tabla 2). De las subestaciones de las que no se han podido encontrar datos, se estimará la potencia instalada teniendo en cuenta la potencia de los parques que evacuan a través de dicha subestación.

Subestación	Potencia instalada(MW)	Potencia de parques(MW)
Morrablanca		62,7
Santa Ana	55	49,5
Higueruela	3x55	111,54
Malefatón		61,5
Muela de Tortosilla		36,96
La Hude	2x50	49,6
El Relumbrar	2x50	100
Bonete		63,52

Tabla 2: Subestaciones de 123/20 kV.

La distribución aproximada de las líneas de 132 kV se puede ver en la imagen 8 obtenida del mapa de transporte ibérico de 2015 publicado por REE [3]. Con esta imagen se puede hacer una idea aproximada de por dónde transcurren las líneas así como de la localización de las subestaciones. Para la ubicación exacta se ha utilizado la vista satélite del SigPac que proporciona información del trazado de las líneas eléctricas así como de su tensión.

Al igual que con las subestaciones de transformación, la información se ha obtenido a través de los distintos documentos puestos a disposición pública en el Documento oficial de Castilla-La Mancha.

Ya que esta zona ha sido objeto de una gran explotación eólica debido al gran recurso disponible y a que las condiciones del terreno son favorables, las líneas han sufrido sucesivas modificaciones a lo largo de los años desde que se empezaron a instalar los primeros parques eólicos en la zona en el año 1998.



Figura 8: Líneas de evacuación de la zona de estudio.

3.1. Características eléctricas de las líneas y subestaciones

Las longitudes y disposición de los distintos tramos de líneas se pueden ver en la tabla 3. Los espacios en blanco son por que no se ha encontrado información de dichos tramos. Para su simulación se consideraran como doble circuito simple.

Tramo	Longitud(m)	Configuración
Romica-Morrablanca-Higuieruela	40717	Doble circuito duplex
Higuieruela-El Relumbrar	10441,5	Doble circuito simple
Santa Ana-LAAT Higuieruela	8150	Circuito simple a tresbolillo
La Hunde-LAAT Higuieruela	6081	Doble circuito simple
Higuieruela-Malefatón-Muela de Tortosilla	21740	
Bonete-LAAT Higuieruela	16760	

Tabla 3: Tramos y configuraciones de las líneas de evacuación de 132kV.

El conductor utilizado por todas ellas es el LA-280 HAWK de $281,1\text{mm}^2$ de sección y resistencia $R_0=0,1194\Omega$ y el cálculo de los parámetros eléctricos asociados a la configuración de las líneas como inductancia y capacidad se puede ver en la tabla 4. Las impedancias de cortocircuito de los transformadores de las subestaciones se consideran del 8%.

Disposición	R(Ω /km)	L(H/km)	X_L (Ω /km)	C(F/km)
Doble circuito duplex	0,1194/4	$7,75 \cdot 10^{-4}$	0,2435	$14,66 \cdot 10^{-9}$
Doble circuito simple	0,1194/2	$11,6 \cdot 10^{-4}$	0,3645	$8,81 \cdot 10^{-9}$
Circuito simple a tresbolillo	0,1194	$13,16 \cdot 10^{-4}$	0,4133	$8,69 \cdot 10^{-9}$

Tabla 4: Tramos y configuraciones de las líneas de evacuación de 132kV.

4. Implementación y Resultados

Las simulaciones se han llevado a cabo utilizando el entorno de MATLAB/Simulink y haciendo uso de la librería SimPowerSystem en la que están incluidos los elementos necesarios para el modelado de sistemas eléctricos de potencia.

Para simular los parques eólicos se ha utilizado el modelo de aerogenerador que viene implementado en dicha librería ya que el estudio del comportamiento interno de los aerogeneradores no es objeto de este trabajo.

La curva característica de dicho aerogenerador es la que se puede ver en la figura 9.

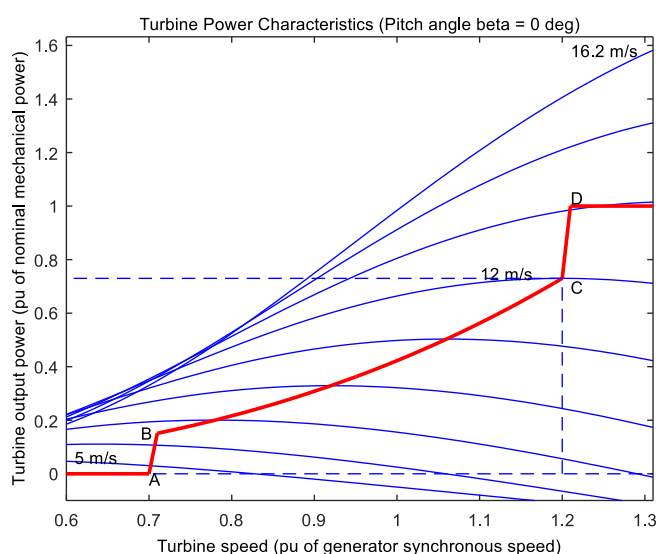


Figura 9: Curva característica del modelo de aerogenerador.

4.1. Modelo con un parque eólico.

Como se puede ver en la figura 10, el modelo consiste en una red que conecta una subestación a la que se conectan un punto de consumo y un parque eólico de 55,5MW de potencia nominal. Dicha subestación está alimentada recibe o evacua la energía a través de una línea en π con doble circuito dúplex.

Las medidas de las potencias activa y reactiva y de las tensiones se realizaran en los secundarios de los transformadores de las subestaciones, de esta forma se tendrán medidas similares a las que se tienen en la realidad cuando se fijan las tensiones en los nudos de control.

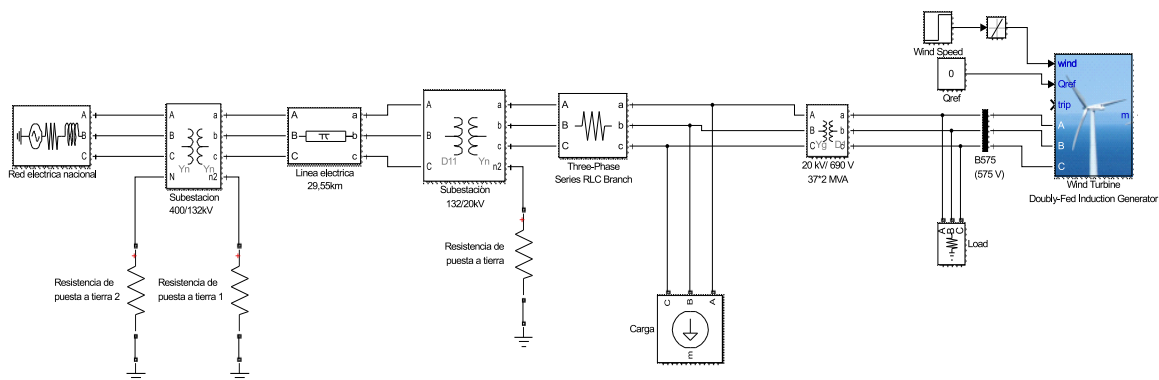


Figura 10: Modelo con un parque eólico y una carga variable.

Con el objetivo de estudiar como varía la tensión en los nudos de control, se varía la carga y el viento incidente en el parque para que varíe la potencia producida con el mismo.

Conforme la potencia de la carga aumente con respecto a la producida por el parque, la tensión en el nudo de 20kV ira disminuyendo su valor de manera considerable debido a la caída de tensión que se produce en la línea que conecta las subestaciones ya que el consumo de reactiva es positivo y a que el parque, inyectando sólo potencia activa en la red, no es capaz de mantener la tensión estable en el nudo de conexión.

En la figura 11 se puede ver este hecho en ambos nudos de control siendo en el de 20kV donde más varía la tensión ya que en el de 132kV está impuesta la tensión por la red general y el parque eólico, inyectando potencia activa, no es capaz de mantener la tensión en un valor fijo debido a que el flujo de potencia reactiva es en el sentido red-carga.

Para compensar las caídas de tensión en las líneas eléctricas y debido a que la tecnología de los aerogeneradores (DFIG) permite la variación del factor de potencia de la potencia generada fijando la consigna de potencia reactiva, se repite la simulación aplicando una consigna de potencia reactiva de 0,3 pu al parque eólico.

Posteriormente se explicaran los efectos que produce la variación de la consigna de reactiva.

Como se puede ver en la figura 12, la variación de la tensiones en más que evidente, sobre todo en el nudo de 20kV. Mientras la potencia reactiva entregada por el parque compense o supere la consumida por la carga la tensión se mantendrá estable de ahí que cada vez más se utilicen los parques eólicos para fijar tensiones en los nudos.

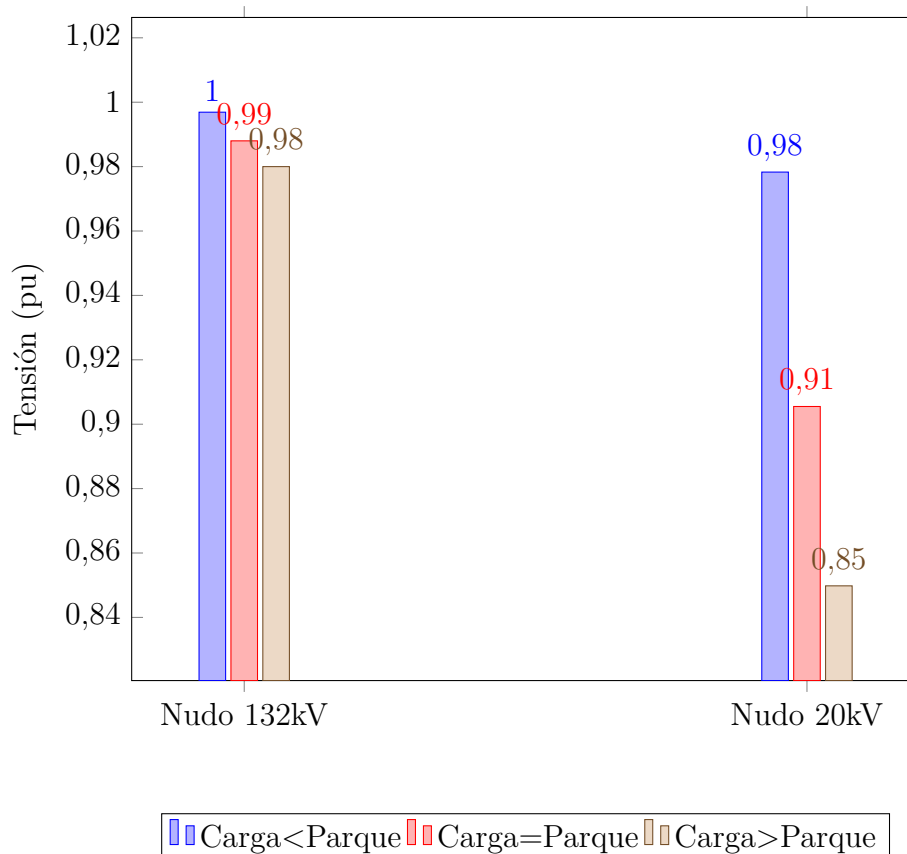


Figura 11: Tensión en los nudos sin compensación de reactiva.

4.2. Variación de consigna de reactiva en el parque eólico

Como se ha visto en el apartado anterior, al cambiar el factor de potencia del parque eólico varía la tensión en los nudos debido principalmente a la compensación de la potencia reactiva.

La potencia reactiva que es capaz de generar el parque será función de la potencia instantánea que pueda producir para el viento incidente y de la consigna de reactiva impuesta al parque.

Si se considera el sistema de ejes coordenados que se puede ver en la figura 13, el factor de potencia del parque variará permitiendo absorber o generar potencia reactiva, es decir, cambiando de un $\cos(\varphi)$ inductivo a uno capacitivo, en función de las necesidades del momento.

Una consigna de 0 pu significa que el aerogenerador no consume ni produce reactiva por lo que es el punto de inflexión entre los dos cuadrantes de funcionamiento del aero-

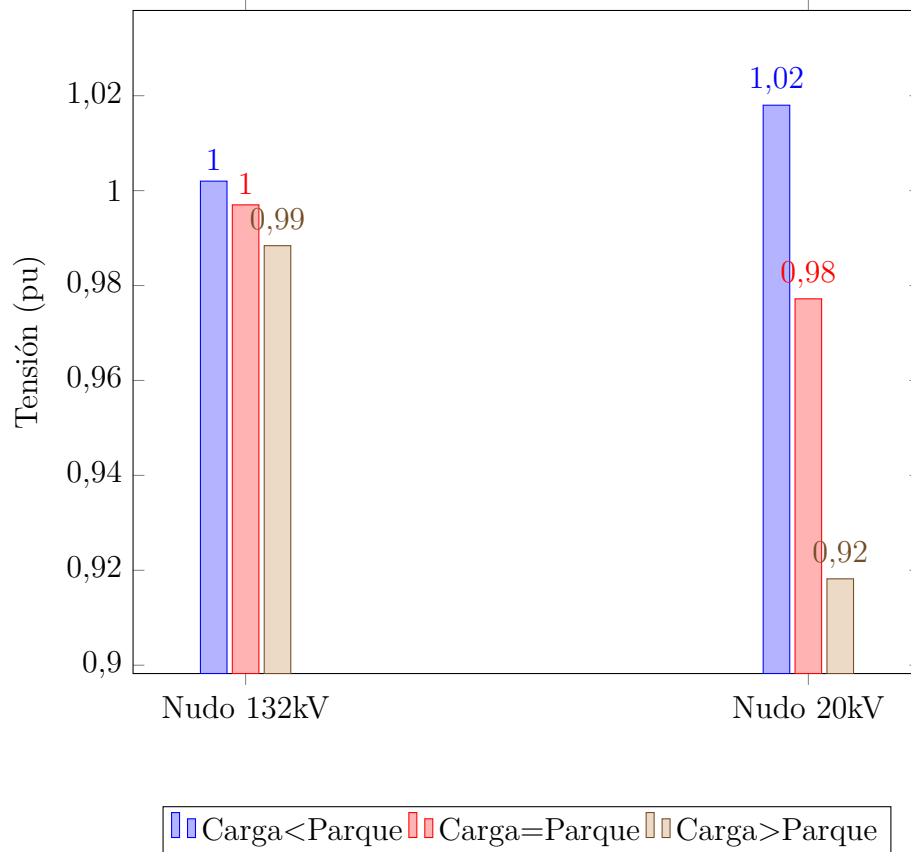


Figura 12: Tensión en los nudos con compensación de reactiva.

generador. Con consignas positivas el aerogenerador inyectará reactiva en la red ($\cos(\varphi)$ capacitivo) y con consignas negativas absorberá reactiva de la red ($\cos(\varphi)$ inductivo).

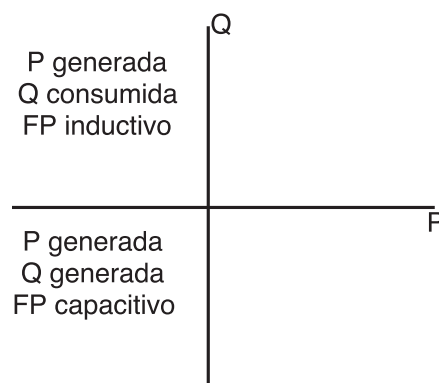


Figura 13: Cuadrantes de potencia.

Considerando una entrada de viento al modelo de aerogenerador para la cual se produce la potencia nominal del parque, 15 m/s en este caso y una carga igual o inferior a la

potencia del parque, se va variando la consigna de reactiva para ver qué efecto produce dicha variación tanto en la potencia activa entregada como en la reactiva.

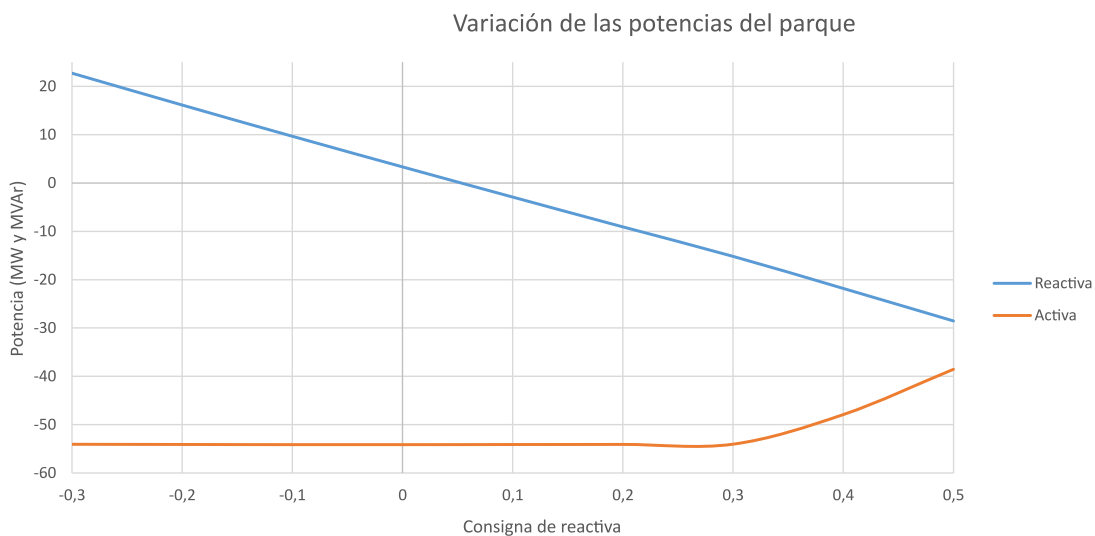


Figura 14: Variación de las potencias con la consigna del parque.

Como se puede ver en la figura 14 la potencia reactiva varía con la consigna de reactiva mientras que la potencia activa permanece constante hasta que la consigna de reactiva es lo demasiado alta como para obligar al control a cambiar el triángulo de potencia del aerogenerador y sacrificar potencia activa para entregar la potencia reactiva requerida.

Dichas variaciones producen que el factor de potencia del parque varíe tal y como se puede ver en la figura 15.

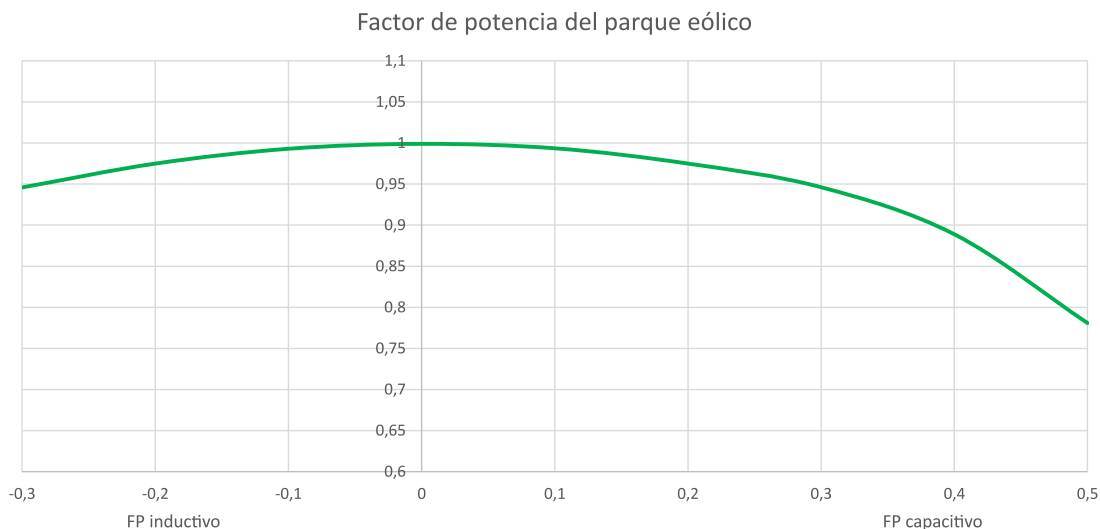


Figura 15: Evolución del $\cos(\varphi)$ en función de la consigna del parque.

Tal y como se hizo anteriormente, donde se observó cómo varía la tensión en los nudos en función de la potencia de la carga con respecto al parque eólico y como dicha tensión aumenta cuando el parque inyecta reactiva a la red, a continuación se muestran en las figuras 16 y 17 la variación de la tensión en función de la potencia de la carga con respecto al parque eólico y a la consigna de reactiva de dicho parque.

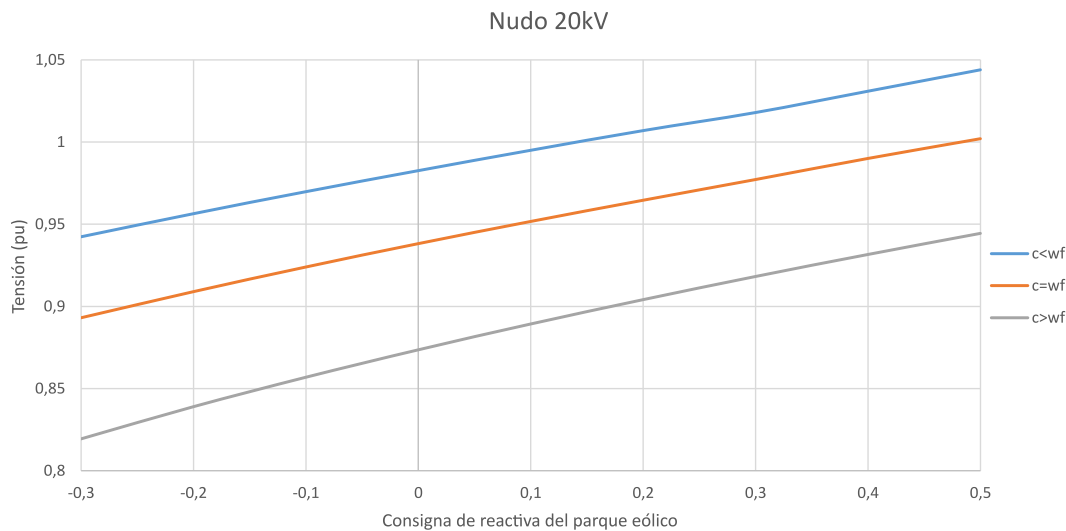


Figura 16: Variación de la tensión en función de la consigna de reactiva.

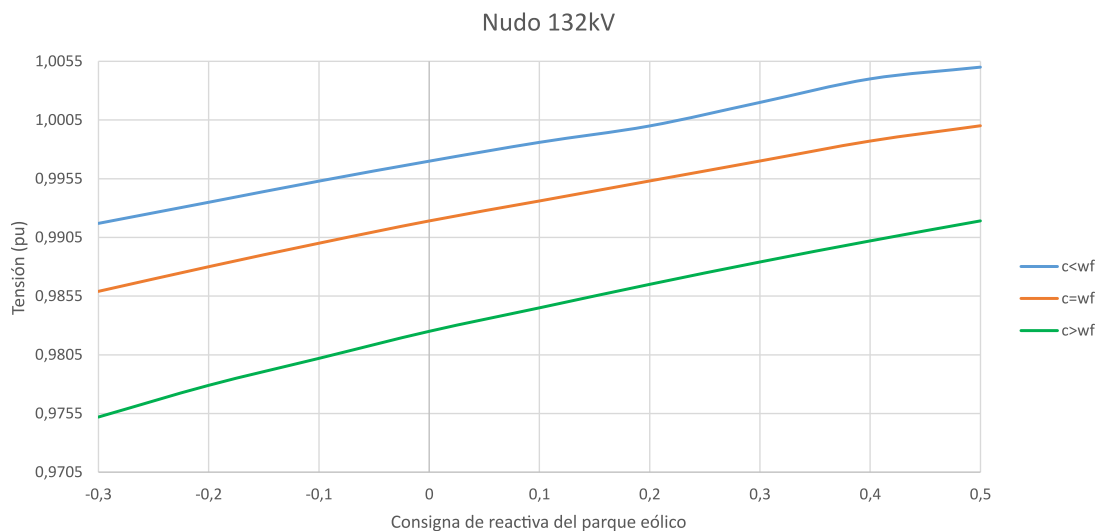


Figura 17: Variación de la tensión en función de la consigna de reactiva.

Como se puede ver, mientras que la potencia reactiva aportada por el parque sea la suficiente para alimentar la consumida por las cargas, o incluso mayor, la tensión en los nudos ira aumentando conforme aumente la potencia reactiva producida por el parque y disminuirá si el parque en un momento dado consume reactiva.

En relación a lo explicado anteriormente de las diferencias entre la demanda de potencia y la generación eólica, en aquellos puntos donde la fuente más cercana sea la eólica, como es el caso que nos ocupa, la tensión tendrá una gran variación a lo largo del día ya que en una red ramificada, elevar la tensión de la fuente principal puede no ser la solución idónea por que dicho aumento puede afectar de manera diferente en los distintos nudos provocando problemas en aquellos en los que la tensión sea la adecuada.

De forma similar a lo mostrado en la figura 7 donde se ve la evolución de la potencia demandada y generada por los parques eólicos a lo largo del día y la diferencia que hay entre ambas, en la figura 18 se ha recreado de forma similar este hecho para ver como varía la tensión en el nudo de la carga cuando la diferencia entre las potencias demandada y generada varía a lo largo del día.

Dicha variación se puede ver en la figura 19 donde se ha medido la tensión en el nudo de la carga con 7 condiciones de carga y generación distintas a lo largo de la evolución de las curvas. Como se puede ver, aunque la potencia producida por el parque sea mayor que la consumida, si la potencia reactiva tiene que ser aportada por la red, la tensión en el nudo de la carga es menor que en el nudo del generador principal y dicha tensión es menor cuanto mayor es la necesidad de potencia reactiva. Cuando el parque eólico aporta potencia reactiva, la tensión aumenta considerablemente y en aquellos momentos en los que supera la demandada por la carga, la tensión es superior a la presente en bornes del generador principal haciendo que la caída de tensión se produzca en sentido contrario.

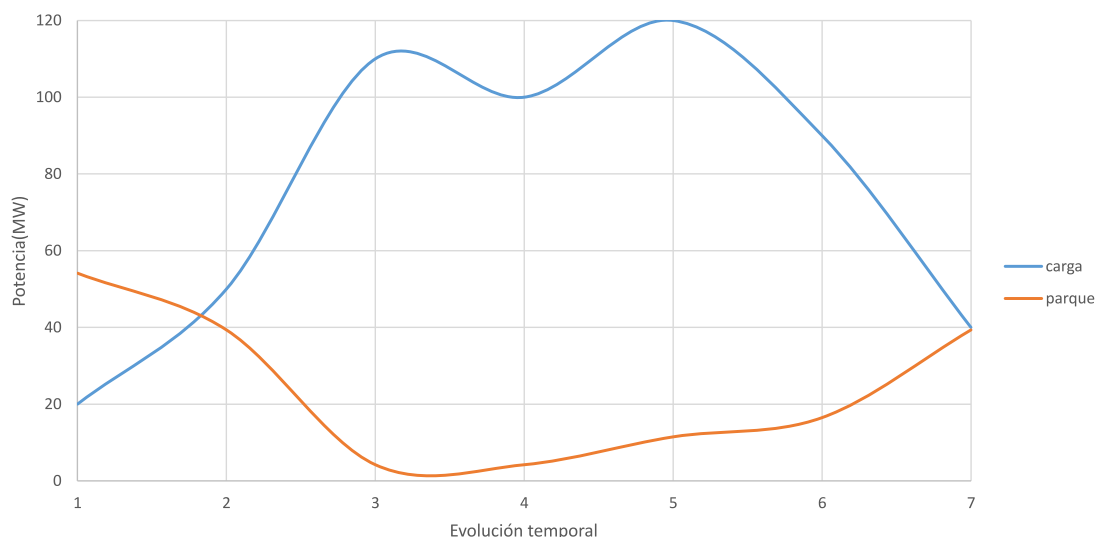


Figura 18: Evolución de las potencia demandada y producida por el parque.

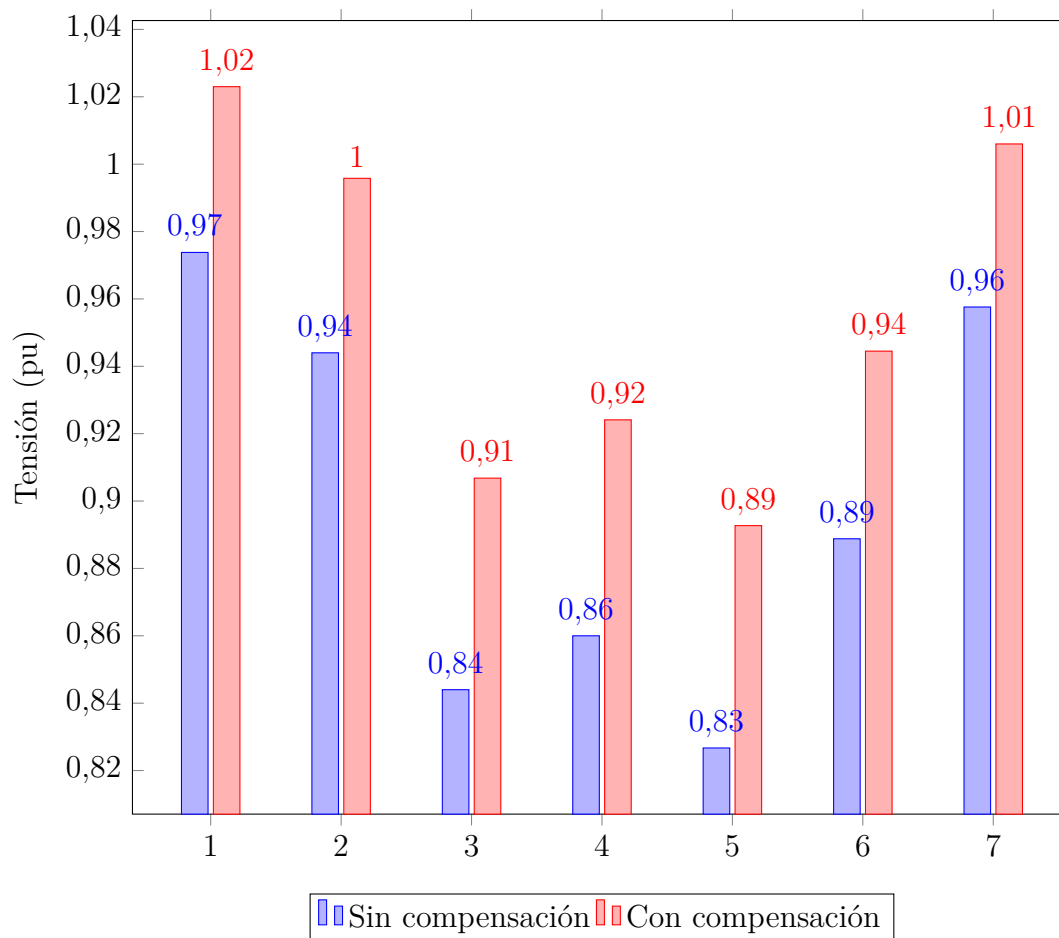


Figura 19: Evolución temporal de la tensión en el nudo.

4.3. Modelo con dos parque eólicos

Con la inclusión de otro parque eólico, la red se hace más débil ya que aumenta la distancia de las líneas y las tensiones son más difíciles de controlar y establecer la consigna de reactiva para que la tensión se mantenga dentro de los límites establecidos se complica mucho sin el control adecuado.

Considerando que las cargas en las subestaciones a las que se conectan los parques son menores en comparación con la potencia generada por los mismos, se puede utilizar el parque menos cargado para suministrar reactiva al conjunto y así controlar las tensiones.

En la figura 21 se puede ver como varía la tensión en los nudos conforme aumenta la potencia reactiva entregada por uno de los parques eólicos. El nudo en el que se conecta dicho parque es el que sufre las mayores variaciones mientras que el nudo al que se conecta la línea que une todos los parques apenas varía ya que la tensión viene fijada por la red.

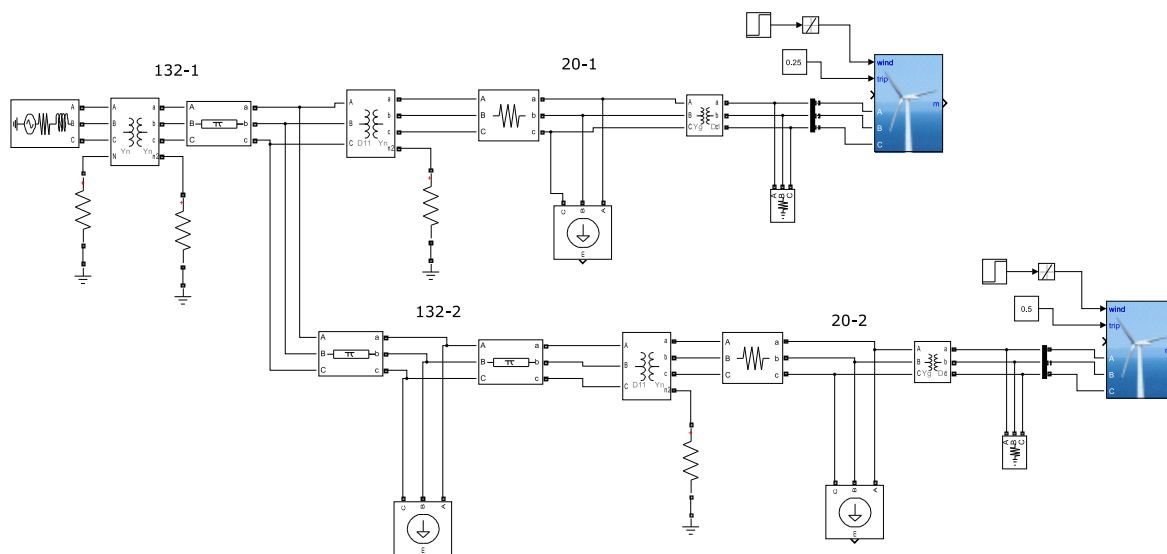


Figura 20: Modelo con dos parques eólico.

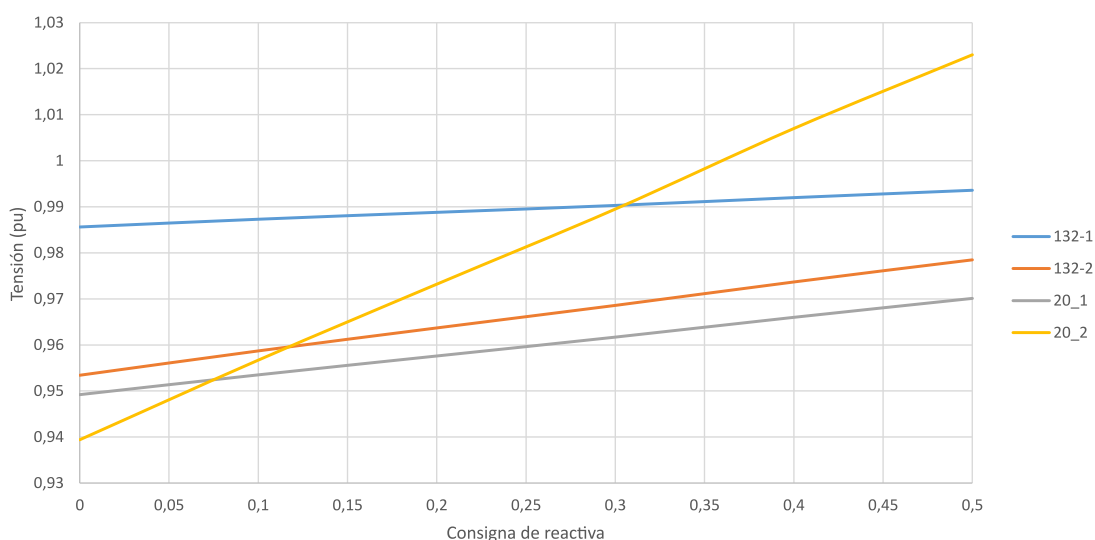


Figura 21: Variación de la tensión en función de la consigna de reactiva de un solo parque.

En la figura 22 se puede ver como varía la tensión cuando se varía la reactiva de un parque pero cuando ambos parques están alimentando una carga similar a la potencia producida. Como se puede ver, la tensión es más baja que en el caso anterior y donde más varía es en el nudo al que se conecta el parque que varía la consigna de reactiva (al igual que en el caso anterior).

Por el contrario, al ser las cargas mayores, la potencia reactiva de las mismas también es mayor, lo que hace que las tensiones decaigan y los parques eólicos no puedan mantener la tensión entregando reactiva sin sacrificar la entrega de potencia activa.

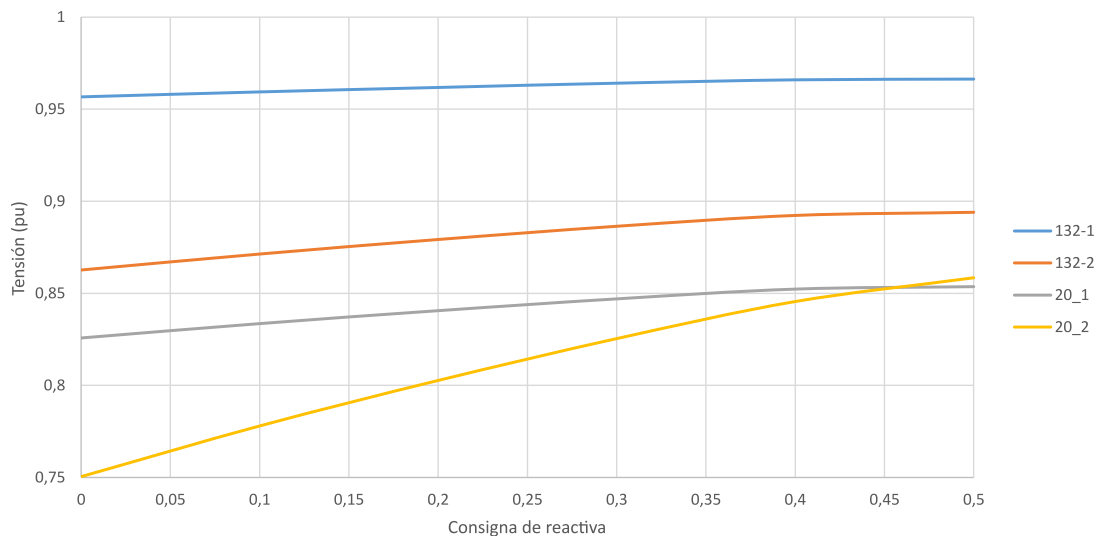


Figura 22: Variación de la tensión en función de la consigna de reactiva de un solo parque.

En la figura 23 se puede ver la comparación cuando se conecta un parque en el nudo en el que está la carga en la línea de 132kV (nudo 132-2 en la figura 20). Cuando dicho parque está parado, la tensión en los nudos es menor que cuando el parque está produciendo una potencia similar a la demandada en ese nudo. Este evento en el funcionamiento de un parque eólico puede suceder lo que supondría una parada del suministro en dicho nudo si no se tiene sistema de respaldo debido a una posible desconexión de las protecciones contra subtensiones.

Relacionado con esto, en la figura 24 se puede ver la variación temporal en el nudo de conexión del parque a la red de transporte cuando el parque deja de producir energía.

En este caso, el parque más cargado deja de producir energía debido a que deja de recibir viento. Como se puede ver, la tensión desciende en el nudo en el momento en el que el parque detiene su actividad. Ya que dicho parque no está inyectando reactiva a la red, la tensión en el nudo no llega al 1 pu debido a la caída de tensión que se produce en las líneas de transporte y en el momento en que el parque se para la tensión cae aún más ya que toda la energía de la carga proviene de la red.

Cuando la red está funcionando de manera que la tensión en los nudos de conexión de los parques y las cargas es de 1 pu o superior, en función de las condiciones de operación, cuando uno o varios parques dejan de producir debido a la falta de viento, se produce un cambio en los flujos de potencia de la red por lo que las tensiones en los nudos bajan tal y como se puede ver en la figura 25 donde los parques WF1 y WF2 dejan pasar de producir un 95 % de la potencia demandada por las cargas a estar parados lo que provoca que en esas líneas el flujo de potencia se invierta casi completamente.

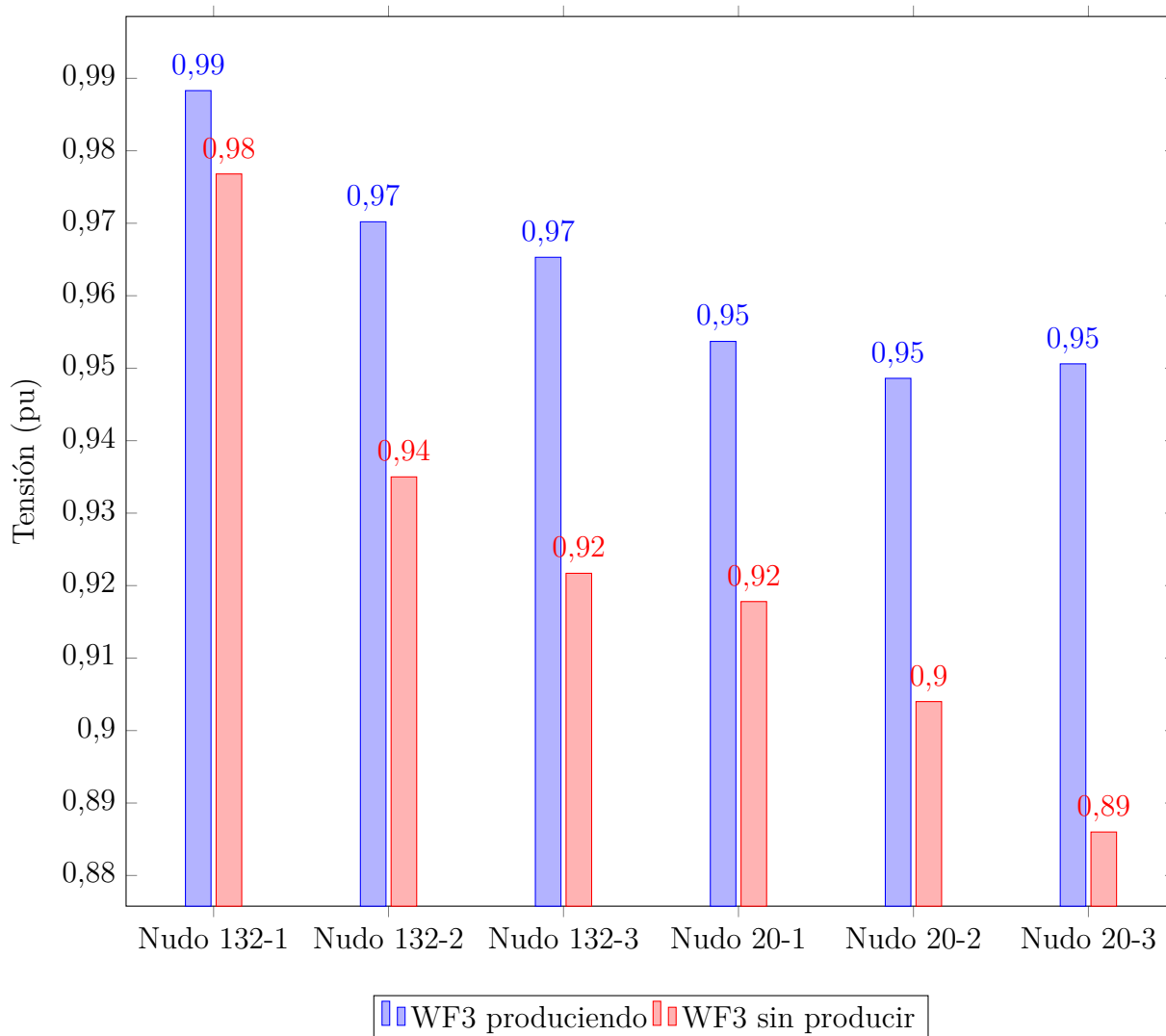


Figura 23: Comparación de tensiones con un parque parado.

Como se puede ver en la figura 25, la mayor variación de tensión se produce en el nudo que estaba alimentando una carga mayor, mientras que en el nudo en el que no varía la potencia entregada por el parque eólico la variación es menor. Dicha variación en los nudos será mayor cuanto mayor sea el desequilibrio entre las potencia reactiva producida y consumida por las cargas. El que se produzca dicha caída puede ser peligroso con la existencia de protecciones contra subtensiones que pueden producir la desconexión de los equipos en caso de que la tensión sea menor de un límite establecido ya que la desconexión de dichos equipos puede agravar el problema.

La electrónica de potencia que controla los aerogeneradores también debe de estar preparada para funcionar y controlar las máquinas en los casos en que la tensión de red no sea la ideal para el correcto funcionamiento suponiendo alteraciones en el control

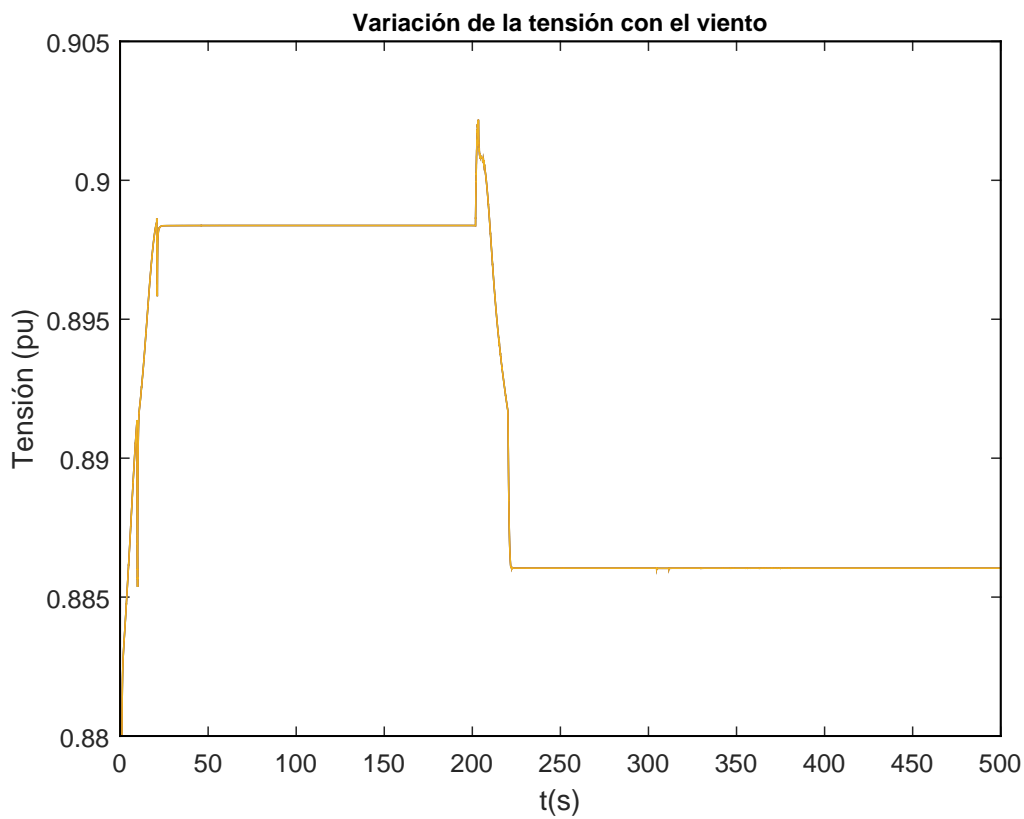


Figura 24: Variación de la tensión cuando el viento cesa en un parque.

y un funcionamiento inadecuado de los aerogeneradores ya que la base del control se fundamenta en la idealidad de las tensiones de la red.

4.4. Modelo de la red completa

Haciendo uso de las simulaciones anteriores, en esta simulación de la red completa (figura 26) se puede ver cómo cuanto más alejado este el punto de consumo de la red general, más influencia tendrá el parque eólico ya que la red será muy débil en dicho punto y por lo tanto muy sensible a las variaciones.

Para las gráficas posteriores se consideran los nudos de los parques contando en el sentido de las agujas del reloj.

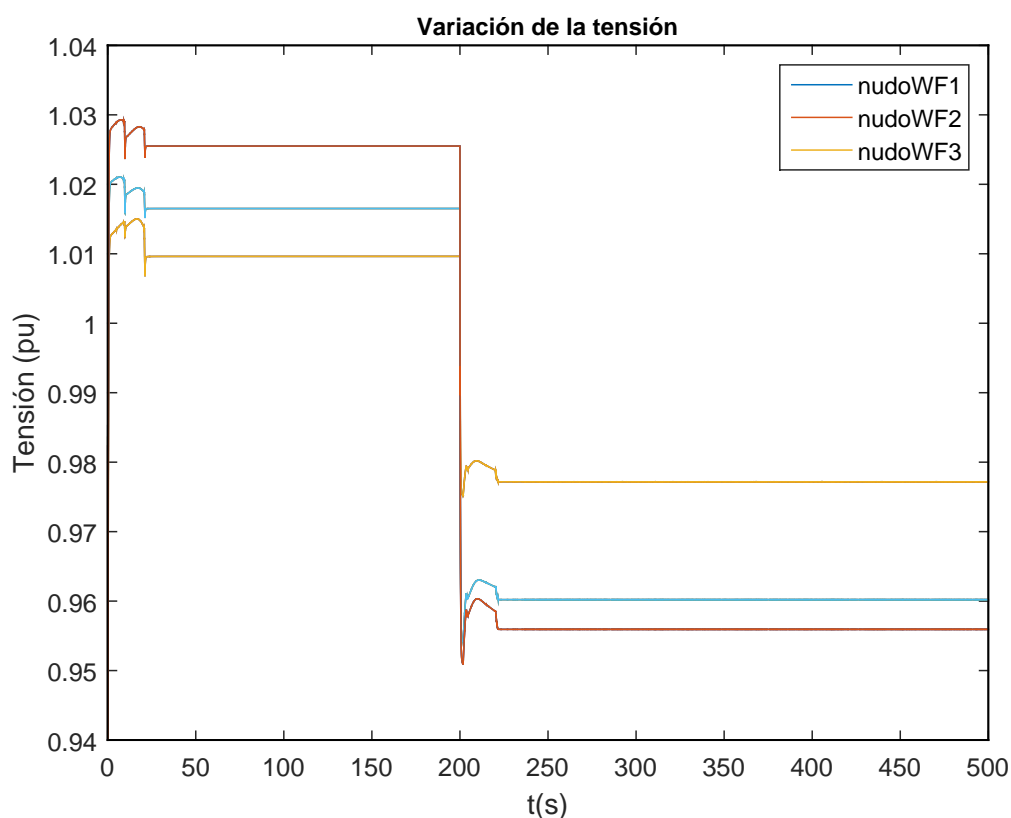


Figura 25: Variación de la tensión cuando el viento cesa en un parque.

Considerando los supuestos en que la potencia demandada por las cargas es menor que la producida por los parques, como se puede ver en la figura 27 y que la potencia demandada es similar a la generada, figura 28.

A diferencia de las simulaciones anteriores, aquí se puede ver como la tensión en los nudos es mucho menor debido a que la red es mucho más débil y en el caso de los parques más lejanos a la red principal la tensión cae incluso un 40 % lo que supone que el funcionamiento de cualquier tipo de carga en ese nudo sea del todo incorrecto.

En ambos casos se puede ver la gran diferencia que existe cuando los parques eólicos inyectan reactiva ya que la tensión aumenta en gran medida en comparación cuando los parques eólicos sólo inyectan potencia activa. Y no sólo aumenta sino que también se hace más estable a lo largo de toda la red sobre todo en el caso en que las potencias son similares en que se pasa de tener nudos con tensiones muy pequeñas para el funcionamiento de la carga a que todos los nudos tienen la tensión alrededor de 1pu.

En el caso en que la potencia de las cargas es menor que la producida por los parques, cuando estos no inyectan potencia reactiva, las tensiones en los nudos son mayores que cuando la demanda es similar a la generación lo que indica que la circulación de la potencia

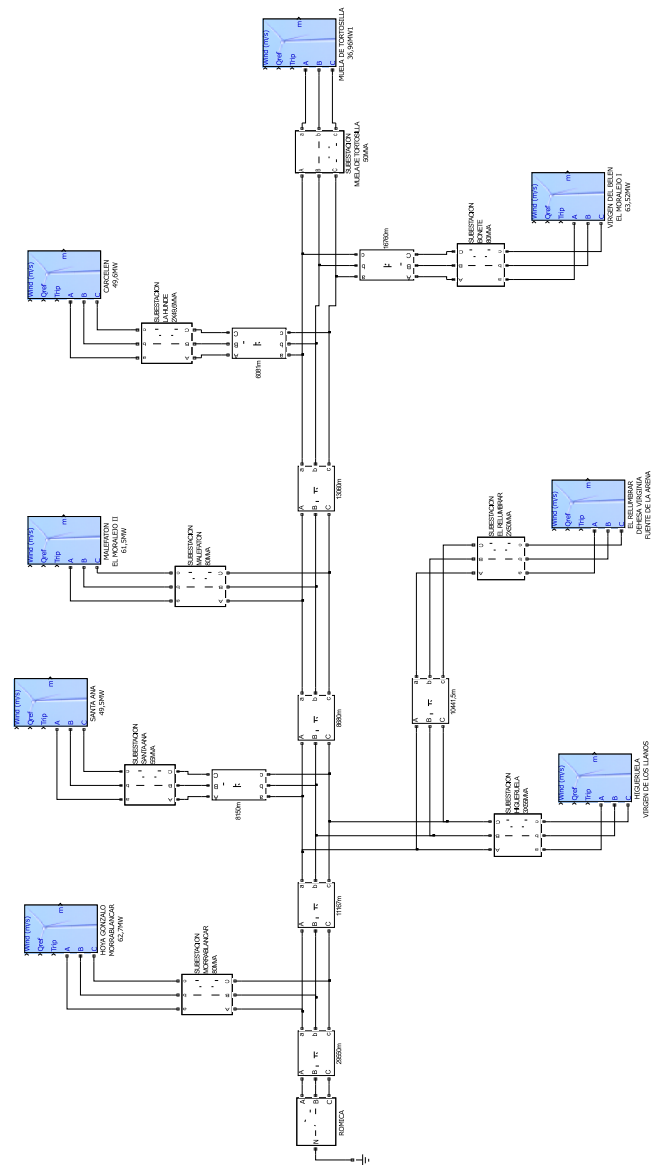


Figura 26: Modelo de la red completa.

reactiva necesaria demandada por las cargas es suficiente para producir grandes caídas de tensión que será mayor cuanto más ramificada este la red. Cuando los parques inyectan reactiva (en este caso la consigna de todos está en $Q_{ref}=0,4$ pu) la tensión en los nudos es mayor de 1pu ya que se inyecta más de la que absorben las cargas por lo que en este caso el flujo de potencia reactiva por las líneas es en sentido contrario.

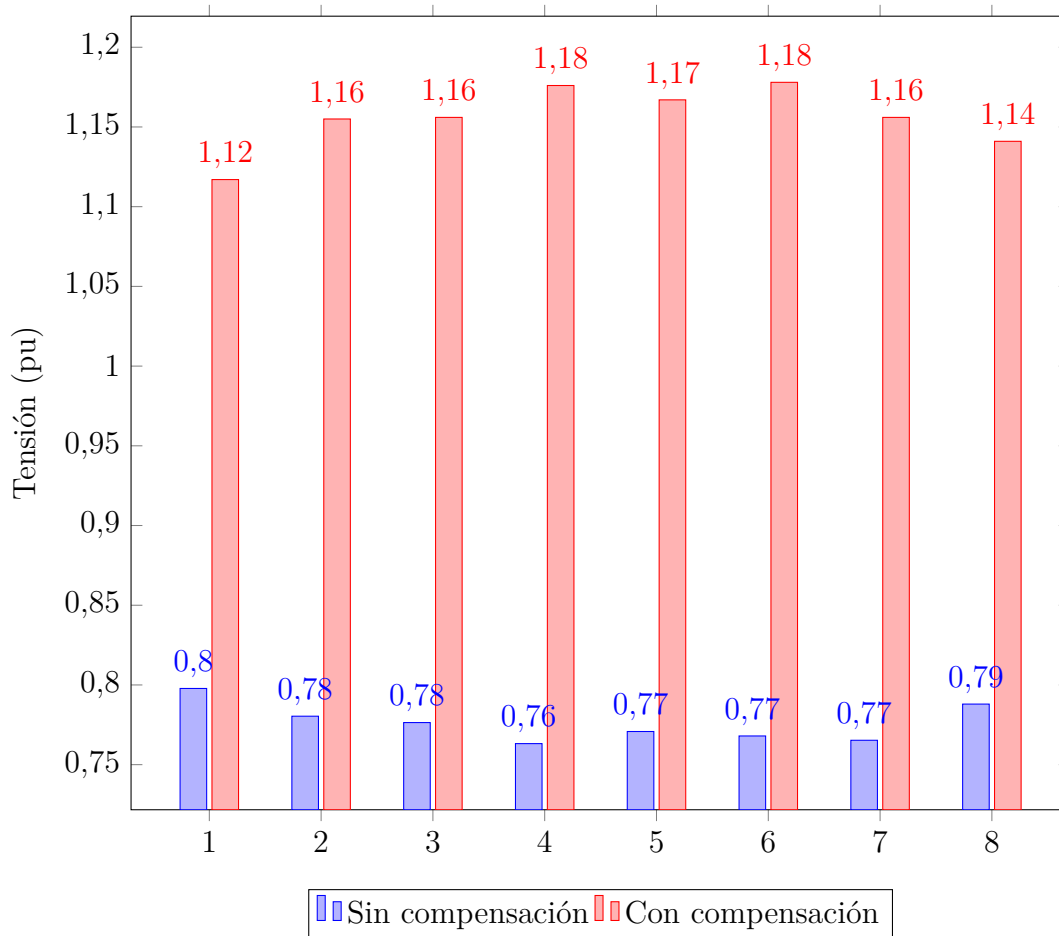


Figura 27: Comparativa de tensiones con la carga menor que los parques eólicos.

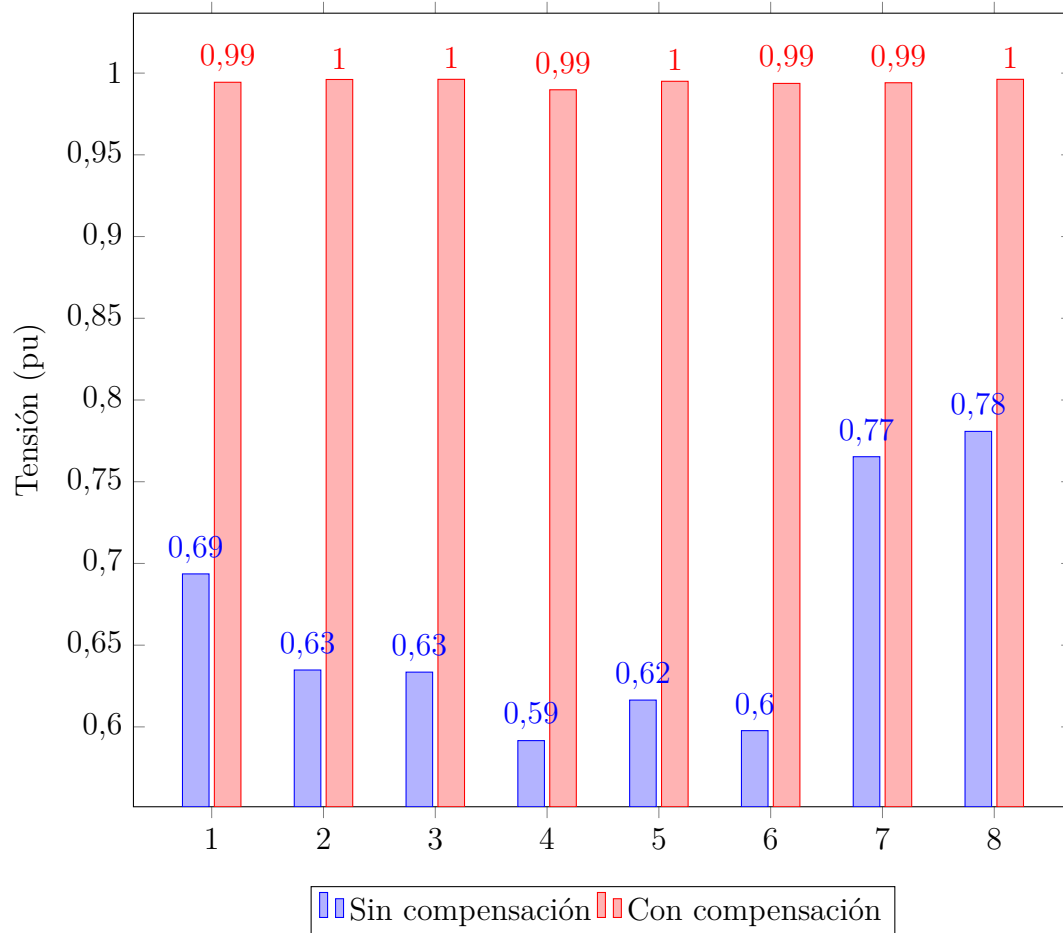


Figura 28: Comparativa de tensiones con la carga similar que los parques eólicos.

5. Conclusiones

En este trabajo de fin de máster se ha intentado dar una visión a nivel local del comportamiento de una red eléctrica cuando la fuente de energía más cercana y abundante son parques eólicos.

El carácter variable de dicha energía hace que, en ausencia de almacenamiento, dicha energía no sea capaz de hacer funcionar un gran sistema eléctrico por ella sola y que sea necesario un sistema de respaldo para compensar la potencia que sea incapaz de entregar.

Gracias al avance de la electrónica de potencia, es posible controlar el factor de potencia de la conexión de los parques eólicos a la red, lo que los hace idóneos para su actuación en el control de la tensión mediante la inyección de potencia reactiva.

En las simulaciones realizadas se ha visto cómo, en redes de corta longitud, la tensión en el nudo de conexión de la carga puede ser un 20 % menor que la tensión nominal en función de la potencia reactiva demandada por la carga, mientras que en redes de larga longitud y por lo tanto más débiles, esta variación puede ser casi del 50 %. En dichas condiciones de caída de tensión, cuando los parques eólicos inyectan potencia reactiva a la red (funcionan con un factor de potencia capacitivo) las condiciones de tensión mejoran cuantitativamente.

Cuando la potencia generada varía a lo largo del día y no es capaz de adaptarse a la curva de demanda, la inyección de reactiva evita que se produzcan variaciones de tensión tan bruscas y puede mantener la tensión constante, si según las condiciones de viento, puede producir potencia reactiva suficiente.

En líneas de corta longitud, si la carga demanda menos potencia reactiva que la producida por el parque, la tensión aumentará pudiendo llegar a ser un 20 ó 30 % superior al valor nominal, mientras que si la demanda es superior a la producción, la tensión será bastante mayor en comparación a cuando el parque sólo produce potencia activa. En redes débiles, la inyección de potencia reactiva de los parques eólicos produce que las tensiones en todos los nudos sean similares, mientras que cuando sólo aportan potencia activa, las caídas de tensión son muy distintas dependiendo de la distancia del nudo al nudo de conexión principal.

Como conclusión final, queda demostrado que la energía eólica es parte de la solución al problema energético y que la inserción masiva de la misma junto con el almacenamiento adecuado, puede ser la solución para problemas eléctricos derivados de las propias características del sistema eléctrico.

Bibliografía

- [1] <https://www.aeeolica.org/>
- [2] <http://www.ree.es/es/>
- [3] REE. *Mapa de transporte ibérico 2015.*
- [4] REE. *Informe sistema eléctrico 2016.*
- [5] *Procedimiento de operación 12.3*
- [6] *DOCM*
- [7] *UNE-EN 50160*
- [8] OLIMPO, ANAYA-LARA, NICK, JENKINS, JANAKA, EKANAYAKE, PHILL CARTWRIGHT, MIKE, HUGHES *WIND ENERGY GENERATION. Modelling and Control*
- [9] ACKERMANN, THOMAS *WIND POWER IN POWER SYSTEMS*
- [10] Ruz Vila, F. *Generación Distribuida. UPCT 2017*
- [11] Pina Alfaro, J. *Lineas eléctricas. UCLM 2014*
- [12] Molina-García, A., Mastromauro, R.A., Liserre, M. *A Combined Centralized/Decentralized Voltage Regulation Method for PV Inverters in LV Distribution Networks*
- [13] Leite, L., Boaventura, W., Errico, L., Cardoso, E., Dutra, R., Lopes, B., *Integrated voltage regulation in distribution grids with photovoltaic distribution generation assisted by telecommunication infrastructure*
- [14] Shrikant Vaidya, A. *Enabling frequency and voltage regulation in microgrids using wind power plants. Missouri S&T. 2012*