



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER
Despliegue de reserva de RES en sistemas
eléctricos insulares

Autor: Servando López Martínez
Director: Lukas Sigríst

Madrid
Julio de 2019

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESINAS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. Servando López Martínez DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: *Despliegue de reserva de RES en sistemas eléctricos insulares*, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.

- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 17 de Julio de 2019.

ACEPTA



Fdo. Servando López Martínez.

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Despliegue de reserva de RES en sistema eléctricos insulares
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico **2018/2019** es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de
otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada
de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Servando López Martínez

Fecha: 17 / 07 / 2019



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Lukas Sigrist

Fecha: 17 / 07 / 2019





COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER
Despliegue de reserva de RES en sistemas
eléctricos insulares

Autor: Servando López Martínez
Director: Lukas Sigrist

Madrid
Julio de 2019

DESPLIEGUE DE RESERVA DE RES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS INSULARES

Autor: López Martínez, Servando.

Director: Sigrist, Lukas.

Entidad colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia de Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

1. Introducción

En los últimos años se ha visto como se ha incrementado el consumo energético a nivel mundial, causando un impacto considerable sobre el medio ambiente debido a las emisiones de gases de efecto invernadero, residuos, deforestación, etc. Esto ha generado una concienciación y preocupación cada vez mayor en la población por el impacto que tenemos los seres humanos sobre el medio ambiente y el compromiso con la sostenibilidad.

Una de las principales alternativas para revertir este negativo impacto es el uso de las llamadas “energías limpias”, aquellas que no producen gases nocivos, ni residuos y que nos permitirían operar el sistema energético minimizando el impacto sobre el ecosistema.

Sin embargo, la integración de estas energías dentro del sistema eléctrico actual supone un reto considerable, con cuestiones tales como la incapacidad de cubrir la demanda del sistema debido a la variabilidad de la disponibilidad de estos recursos, la disminución de la capacidad de regulación de la potencia eléctrica, etc. problemas, que además se ven enormemente acentuados en el caso de pequeños sistemas eléctricos aislados o sistemas insulares, donde las opciones para corregir posibles incidencias son menores que en otros de mayor tamaño.

Debido a la gran importancia de la incorporación de estas fuentes de energía, en el presente trabajo se tratará de dar una visión acerca de los efectos que tendría su incorporación, a día de hoy, a la red eléctrica de pequeños sistemas aislados, desde el punto de vista de la estabilidad de la frecuencia, con la particularidad de que se tratará de incorporarlos al servicio de regulación primaria de la frecuencia. En este caso además nos focalizaremos en la generación eólica por su alto potencial y desarrollo tecnológico a día de hoy.

1.1 Estado de la cuestión.

La incorporación de una mayor cantidad de energía procedente de fuentes renovables es muy interesante por la gran cantidad de ventajas que aporta al mismo (reducción de costes operativos, emisiones, etc.), es por este motivo por el que se están realizando una gran cantidad de estudios para el desarrollo de nuevas tecnologías o sistemas de control que sean capaces de solucionar, o al menos minimizar, los problemas que se encuentran relacionados a la operación de las mismas dentro del sistemas eléctrico (discontinuidad de la disponibilidad, no aportación a los sistemas de regulación de la frecuencia, desajustes de los niveles de tensión en la red, pérdidas de inercia...) y así poder aumentar la penetración total de las RES (*Renewable Energy Sources*) en el sistema.

Se han realizados estudios sobre este tema con varios enfoques diferentes, por un lado existen trabajos que buscan determinar cuál es el impacto de sustituir la generación más convencional de un sistema eléctrico, de mayor o menor tamaño, por RES, tratando de determinar qué niveles de penetración pueden determinarse como críticos.

Por otro lado, existen estudios cuyo objetivo es tratar de optimizar la operación actual de los aerogeneradores, con el fin de poder permitir una mayor integración de los mismos en el sistema.

La principal estrategia empleada para disponer de una mayor estabilidad en los sistemas eléctricos ha sido el desarrollo de nuevos sistemas de control, empleando técnicas muy distintas entre sí, de tal forma que sea posible operar de una forma más óptima los recursos existentes a día de hoy y en algunos casos incluso el tratar de incorporar los aerogeneradores a la regulación primaria o secundaria para ganar estabilidad y así poder explotar al máximo las enormes ventajas que se derivan del uso de RES.

Además también se ha planteado la posibilidad de combinar estos nuevos sistemas de control junto con algunas de las nuevas tecnologías que han surgido, con el fin de poder dar un servicio más optimizado.

1.2. Objetivos del trabajo.

En el presente trabajo se tratará de aportar una visión de los efectos que causa sobre un sistema eléctrico aislado, el aumento de la penetración de la producción de energía eléctrica mediante fuentes renovables y su incorporación a los servicios de regulación primaria, desde el punto de vista de la estabilidad de la frecuencia.

Se pretende generar un modelo de un sistema eléctrico de pequeño tamaño, que nos permita implementar y simular como sería su comportamiento frente a distintos niveles de penetración de energía renovable, la incorporación de las fuentes renovables a los servicios de regulación, la variabilidad de la disponibilidad de la RES o posibles incidencias en la demanda o producción energética.

Mediante este procedimiento y en base a los efectos producidos sobre la señal de frecuencia eléctrica del sistema, se pretende determinar la criticidad de la implantación de las fuentes de energía renovables en el sistema, así como aplicarlo a un sistema eléctrico real para evaluar su comportamiento. El sistema escogido será la isla de La Palma, en el Archipiélago Canario.

Con respecto a otros trabajos realizados en este campo, se pretende estudiar el impacto de la variabilidad en tiempo de la fuente en la proporción de los servicios de regulación primaria, así como se tendrán en cuenta distintos niveles de penetración de RES y la variación de la capacidad de producción que estas sufren a lo largo del tiempo para distintos niveles de demanda.

2. Metodología.

Para llevar a cabo este proyecto, en primer lugar se llevará a cabo un estudio de la situación energética actual a distintos niveles incluyendo el sistema eléctrico que se ha escogido como base para el presente proyecto, con el fin de poder generar un modelo lo más similar posible a un sistema real.

Una vez hecho esto, se procederá de la misma forma a determinar el potencial eólico existente en el lugar objeto de estudio así como las características operativas, limitaciones, disponibilidad, etc., de estos equipos, para así poder incorporarlos al modelo.

Una vez se disponga del modelo se implantará en el programa *Matlab*, empleando el módulo *Simulink*, para poder hacer simulaciones de los posibles escenarios que se contemplarán para determinar el impacto global de la generación renovable en el sistema y sacar conclusiones en base a los resultados.

Este modelo se usará para llevar a cabo un estudio comparativo de las distintas estrategias de operación de la energía eólica, operándola en su punto de máxima potencia o incluyéndolas en la regulación primaria del sistema de diferentes formas con el fin de determinar cuál de las distintas opciones genera resultados más beneficiosos para el conjunto de la red.

Para ello se tendrán en cuenta distintos niveles de penetración de renovables, distintos escenarios de demanda, posibles incidentes que puedan ocurrir (pérdidas de grupos o variaciones súbitas en la demanda), de tal forma que podamos determinar en que casos la integración de las energías renovables puede considerarse crítica.

3. Resultados.

Una vez establecido el modelo del sistema eléctrico a emplear durante el presente estudio, así como el modelo de aerogenerador con capacidad de incorporarse a los servicios de regulación primaria y los perfiles de viento y sus posibles variaciones, se

comenzó realizando un estudio comparativo entre las principales estrategias propuestas en los estudios especializados para llevar a cabo la operación de los aerogeneradores, como son el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT – *Maximum Power Point Tracking*), seguimiento de máxima potencia con emulación de estatismo y la operación *deloaded*, basada en operar los aerogeneradores por debajo de su límite superior de potencia con el fin de generar una reserva adicional de potencia a subir, que puede ser empleada en caso de que se produzcan incidencias en el sistema.

3.1. Comparativa de las distintas estrategias de operación.

En primer lugar se definió el escenario de generación a emplear en el caso de estudio, que es el que se muestra en la Tabla 1.

Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4	Grupo 5	Grupo 6	Grupo 7	Grupo 8	Gen. Eólica
2,5 MW	2,75 MW	3,0 MW	0 MW	4,0 MW	5,0 MW	7,0 MW	9,0 MW	2,5 MW

Tabla 1. Generación inicial de cada grupo en el escenario inicial definido. Elaboración propia.

Para este escenario de simulación se llevó a cabo una comparativa entre la operación *deloaded* y la estrategia MPPT ante la caída del grupo siete de 7 MW de potencia, con un perfil de viento constante y otro variable según un valor medio de viento y turbulencias definidas por una distribución normal. Los resultados obtenidos se muestra en la Tabla 2.

Perfil de viento	Estrategia	Δf_{max} (Hz)	Δf_{final} (Hz)	Deslastre (MW)
Viento constante	MPPT	- 1,66	- 0,2348	2,875
	<i>Deloaded</i>	- 1,51	- 0,2337	2,695
Viento variable	MPPT	- 1,67	-	2,875
	<i>Deloaded</i>	- 1,52	-	2,695

Tabla 2. Resultados de la comparativa de MPPT con operación *deloaded*. Elaboración propia.

Una vez definido que los resultados de la operación *deloaded* aportaban un mayor nivel de estabilidad a la red, gracias a la aportación de los mismos en los servicios de regulación, se trató de analizar si podían darse mejoras en los resultados en el caso de emplear la estrategia de operación de seguimiento del punto de máxima potencia con capacidad de regulación.

Para llevar a cabo esta segunda comparativa, se empleó el mismo escenario inicial de generación para los grupos convencionales, pero se estudiaron más perfiles de viento (con el fin de determinar la influencia de este en los resultados), así como también se evaluaron distintos valores iniciales de producción eólica. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 3.

Perfil de viento	Estrategia	Δf_{max} (Hz)	Δf_{final} (Hz)	Deslastre (MW)
Viento constante	Max. Pot. con reg	- 1,59	-0.2342	2,8750
	<i>Deloaded</i>	- 1,51	- 0,2337	2,6954
Escalón de viento	Max. Pot. con reg	- 1,81	- 0.2873	2,9392
	<i>Deloaded</i>	- 1,55	- 0,2859	2,7554
Rampa de viento	Max. Pot. con reg	- 1,66	- 0.2873	2,9392
	<i>Deloaded</i>	- 1,54	- 0,2859	2,7554
Viento variable	Max. Pot. con reg	- 1,63	-	2,7554
	<i>Deloaded</i>	- 1,50	-	2,7554

Tabla 3. Resultados de la comparativa de seguimiento de máxima potencia con capacidad de regulación con operación *deloaded*. Elaboración propia.

De todos los escenarios que fueron objeto de estudio se llegó a la conclusión de que los mejores resultados se obtenían en el caso de que se empleara la estrategia *deloaded*, puesto que los valores del desvío máximo de la frecuencia y los deslastres producidos en el sistema eran más asumibles para el mismo.

Por este motivo se trató de realizar un estudio para tratar de determinar como afectan las distintas variables del viento y de la operación del sistema a la estabilidad de la frecuencia bajo esta estrategia, probando distintos escenarios de generación convencional, eólica y perfiles de viento.

3.2. Análisis del impacto de la operación *deloaded*.

En primer lugar se realizó un estudio de cómo afecta al sistema el momento en el cual se produce una variación súbita de la velocidad del viento, en relación al momento en el cual se da un incidente sobre el mismo, con el fin de determinar si es más crítico que el viento varíe antes, durante o después de que haya ocurrido un incidente.

Los resultados obtenidos para el valor del desvío máximo de la frecuencia en el sistema en función del momento en el que se produce el fallo se muestran en la Figura 1, además de ello en la Figura 2 se ven reflejados los deslastres de cargas que se han acometido en cada uno de los escenarios de simulación.

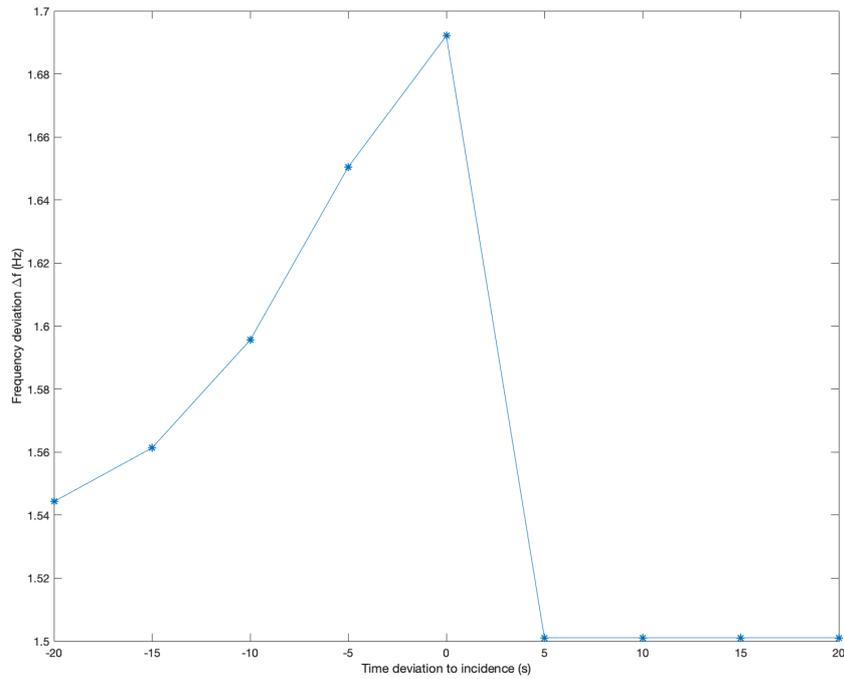


Figura 1. Desviación máxima de la frecuencia ante pérdida de 7 MW de potencia con variación de viento en distintos instantes de tiempo. Elaboración propia.

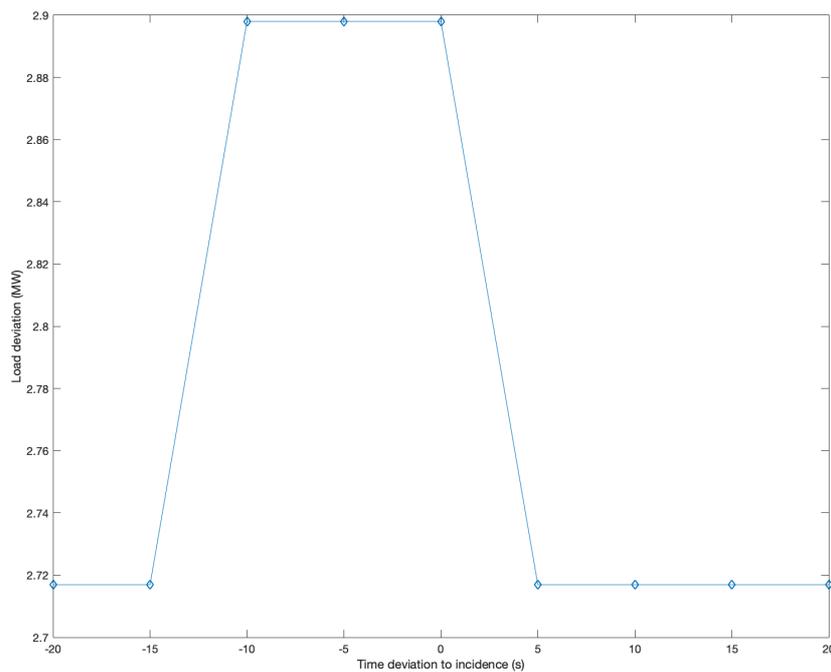


Figura 2. Deslastes de carga producidos ante pérdida de 7 MW de potencia con variación de viento en distintos instantes de tiempo. Elaboración propia.

Tras analizar los resultados obtenidos se llegó a la conclusión de que las variaciones de viento que se producen de forma anterior a las incidencias son más dañinas para el sistema que aquellas que ocurren posteriormente, puesto que se produce una disminución de la reserva inicial de potencia disponible para solventar la incidencia del sistema. Cabe destacar que aún así, los resultados muestran que el caso más crítico de todos es aquel en el que el cambio de la velocidad de viento se da alrededor del momento en el cual el sistema está sufriendo la incidencia.

Una vez determinado como afecta el momento en el cambio de viento se estudió cuál es el impacto del valor del diferencial de viento que podría haber entre el momento inicial y final de una incidencia. Para este caso se llevaron a cabo distintas simulaciones con variantes del caso inicial en el que se forzó el fallo de todos los grupos del sistema. Los resultados obtenidos para el valor del desvío máximo de la frecuencia en el sistema en función de la severidad de la variación del viento y el escenario de simulación correspondiente se en la Figura 3, además de ello en la Figura 4 se ven reflejados los deslastes de cargas que se han acometido en cada uno de los escenarios de simulación.

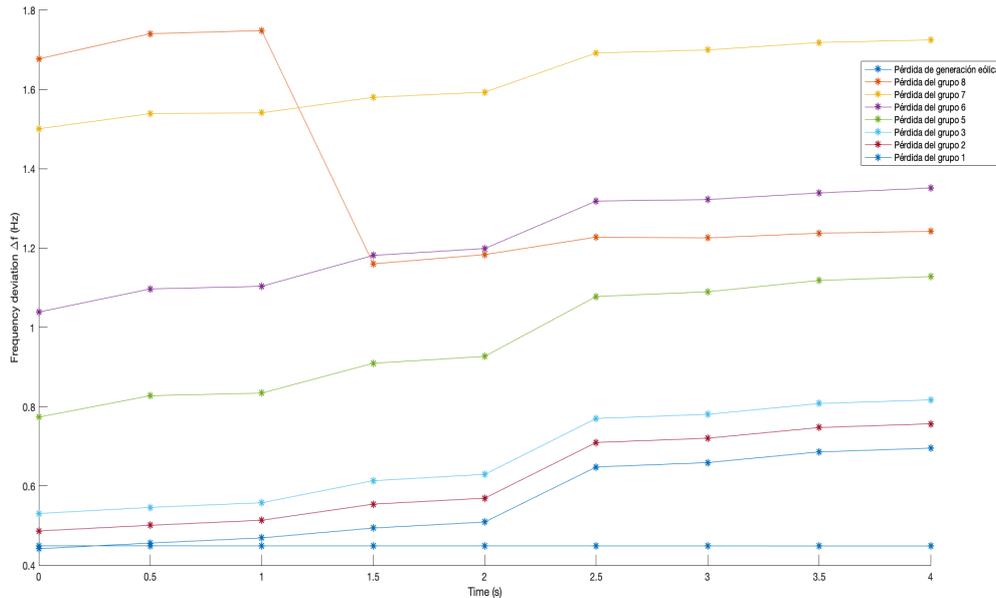


Figura 3. Desviación máxima de la frecuencia ante pérdida todos los grupos con variación de viento de distinta intensidad según entrada tipo escalón. Elaboración propia.

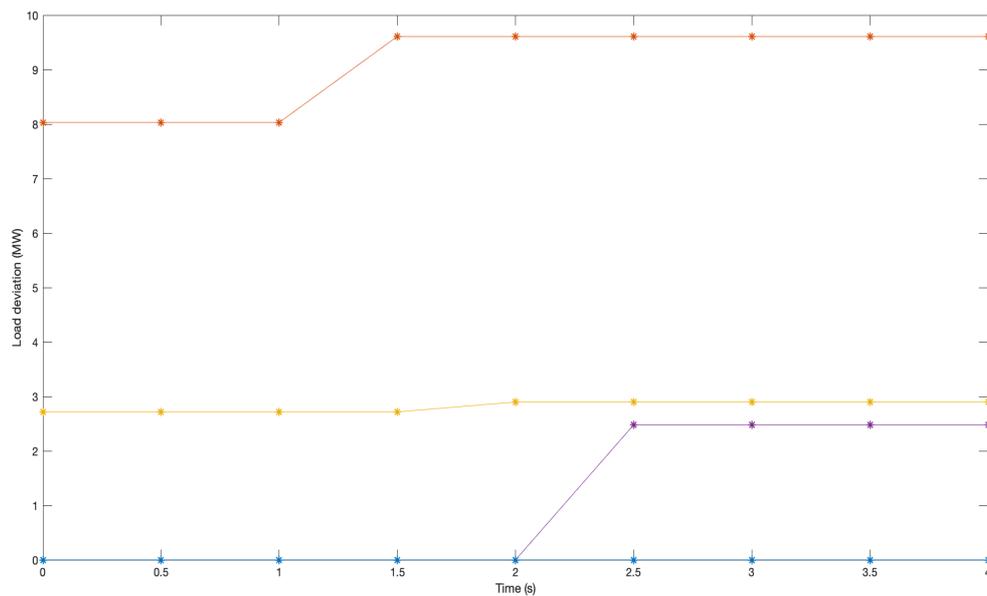


Figura 4. Deslaste producido ante pérdida todos los grupos con variación de viento de distinta intensidad según entrada tipo escalón. Elaboración propia.

En estas figuras se puede apreciar como un incremento del diferencial de viento existente entre las condiciones iniciales y finales del sistema, lleva consigo también un aumento en la inestabilidad del sistema debido a la reducción, no solo de la reserva de regulación de los aerogeneradores, sino también de su producción inicial, agravando los incidentes objeto de estudio.

Además se pudo determinar que los puntos críticos de variación de velocidad de viento se dan en 1,5 m/s y 2,5 m/s.

Dados estos resultado se trató de analizar si este impacto se debía realmente a la variación final que se produce en la velocidad de viento, o si en cambio era debido a la inmediatez con la que se estaban incorporando estas variaciones puesto que realmente las variaciones de viento se parecen más a una rampa que a un escalón. Por ese motivo se generó una matriz en la que se tuvieron en cuenta tanto las variaciones ocasionados en la velocidad del viento, como el tiempo que se tardase en alcanzar el valor final de la misma.

Los resultados obtenidos se ven reflejados en la Figura 5, donde se muestra una representación en tres dimensiones de la evolución del valor límite del desvío de la frecuencia en función de la severidad de la variación del viento y el tiempo que tarde en producirse esta variación.

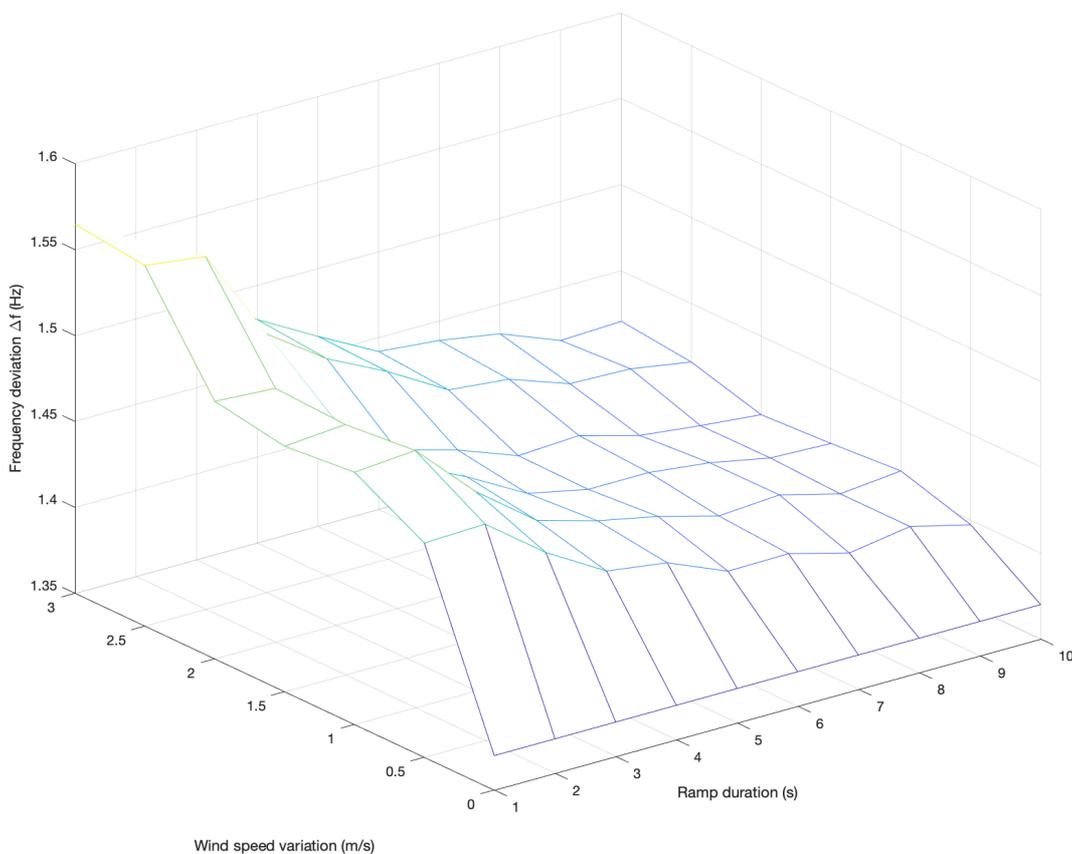


Figura 5. Representación gráfica en 3D de los resultados obtenidos de la desviación máxima de frecuencia en función de la variación del viento y la duración de la misma. Elaboración propia.

Se puede observar en el gráfico anterior que existe una relación directa entre el valor de la disminución de la velocidad el viento y el tiempo que tarda en producirse esa misma variación, si atendemos a su influencia sobre el desvío de la frecuencia.

Esto se puede apreciar de forma clara ya que en el caso de que se diese una variación de la velocidad de viento de 3 m/s el sistema alcanzaría valores preocupantes (en comparación con el caso ideal de viento constante) cuando estas se produjese en intervalos de 4 segundos o menos, mientras que en el caso de que la disminución del viento fuese inferior, por ejemplo de 1 m/s, los valores del desvío máximo de la frecuencia no alcanzan esos niveles a no ser que estas se diesen en intervalos de 2 segundos o menos.

Por último, con el fin de confirmar el comportamiento del sistema ante distintos niveles de penetración de renovables en el mismo, se han definido 26 escenarios diferentes en los cuales se simulará el fallo de todos los grupos que se encuentran operando en cada uno de ellos de forma que sea posible comparar y confirmar los resultados obtenidos hasta este momento.

Los resultados obtenidos para el valor del desvío máximo de la frecuencia se muestran en forma de histograma en la Figura 6 así como los valores medios de este valor y de los desastres de cargas producidos se reflejan en la Figura 7.

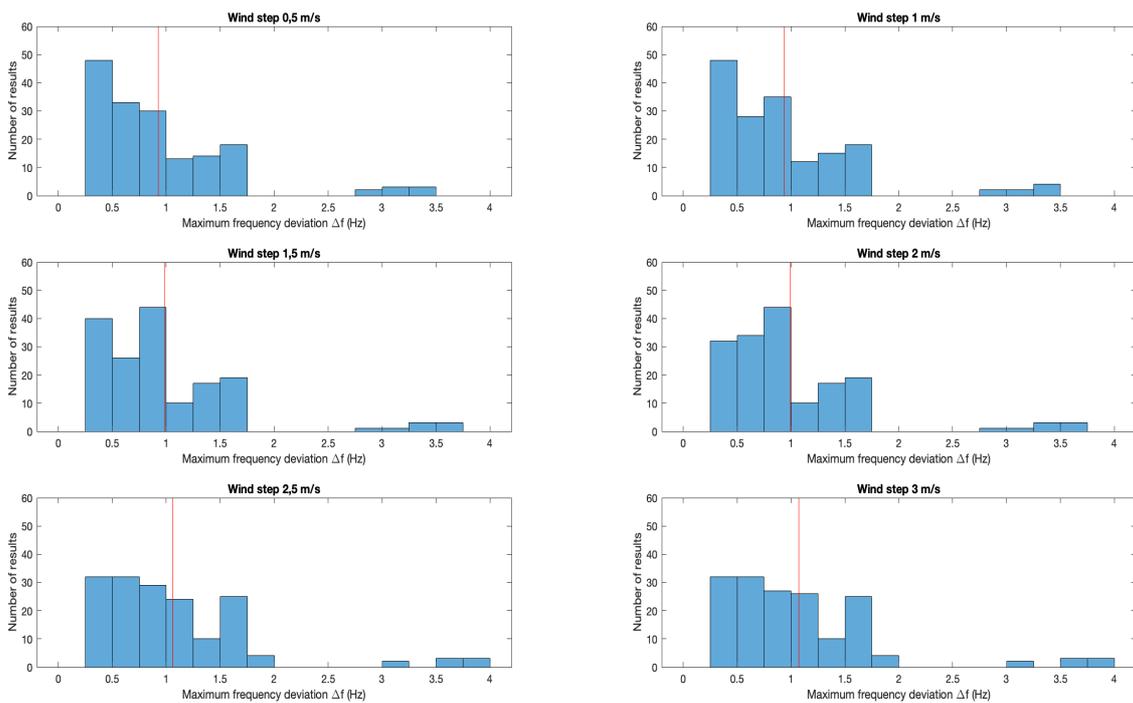


Figura 6. Histograma del valor del desvío máximo del valor de la frecuencia para cada variación de la velocidad e viento. Elaboración propia.

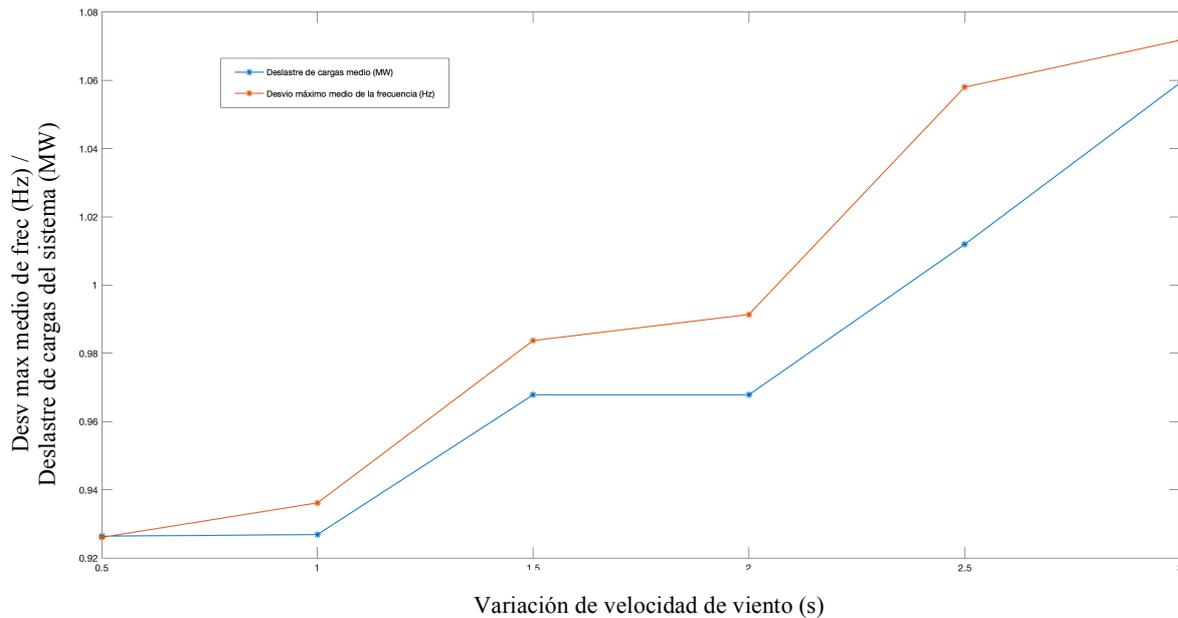


Figura 7. Representación gráfica de los valores medios del desvío máximo de la frecuencia y los deslastres de carga realizados para cada escenario. Elaboración propia

Cómo se puede comprobar en las figuras, el uso de esta estrategia permite dar apoyo al sistema en forma de generación a la reserva primaria, pero se ve enormemente limitado por las variaciones que pueda sufrir la velocidad del viento en cada uno de los escenarios propuestos, siendo nuevamente los valores más críticos 1,5 m/s y 2,5 m/s.

Además cabe destacar, que desde un comienzo (sin apenas disminución de la variación del viento) existen ya casos cuyo desempeño en relación al desvío máximo de la frecuencia es intolerable, con lo que se deduce que se trata de una solución insuficiente en condiciones realmente extremas para la red.

4. Conclusión.

La tendencia de integración de una cantidad creciente de energía producida mediante fuentes renovables en la red eléctrica viene siendo un hecho durante los últimos años y es previsible que siga en aumento en el futuro. Es por ello por lo que es necesario el llevar a cabo estudios acerca de las distintas alternativas de integración de las mismas en la red, con el fin de reducir el impacto negativo que estas pueden tener sobre el sistema y poder maximizar sus efectos positivos.

Adicionalmente en sistemas eléctricos aislados, con redes e infraestructuras débiles, los problemas que pueden surgir de la integración y operación de las fuentes renovables, y en especial de la energía eólica se ven enormemente incrementados, como es el caso de algunos de los sistemas de las Islas Canarias,

Por todos estos motivos es por lo que en el presente trabajo se ha tratado de estudiar cuál es el impacto que tendría sobre la estabilidad de frecuencia el operarlas mediante estrategias diferentes a la que han sido empleadas hasta día de hoy, focalizándonos en la operación *deloaded*, con la que se busca el integrar las renovables dentro de los

servicios de regulación primaria de la frecuencia, incrementando la robustez de los sistemas eléctricos.

Para ello se ha realizado un modelo en el programa *Matlab*, empleando el módulo de *Simulink*, que ha permitido llevar a cabo un estudio del comportamiento de un sistema eléctrico real frente a distintas incidencias, operando según la estrategia de operación *deloaded*, así como se ha realizado una comparativa con otras estrategias propuestas a día de hoy.

En primer lugar se ha llevado a cabo un análisis del comportamiento del sistema eléctrico cuando este tenía que hacer frente a una serie de incidencias, de tal forma que se tenía la posibilidad de realizar una comparativa entre la operación tradicional de los aerogeneradores en su punto de máxima generación sin la capacidad de regulación frente a la operación descargada de los mismos introduciendo esta descarga como reserva en la regulación primaria.

Como resultado se obtuvo que esta nueva estrategia no solo reduce los valores de la máxima desviación del valor de la frecuencia o el deslastre realizado, sino que también ayuda a suavizar posibles oscilaciones que se produzcan en la misma debido a variaciones instantáneas de la velocidad del viento.

Llegados a este punto se decidió realizar una comparativas más profunda de esta estrategia frente al caso en el cual se operasen los aerogeneradores siguiendo su punto de máxima potencia, pero dotándolos de la capacidad de regular la frecuencia cediendo parte de su energía cinética hasta que esta alcanzase un valor mínimo de la velocidad de rotación de la turbina. Nuevamente se comprobó que para los distintos escenarios objeto de estudio, los resultados obtenidos mediante el uso de la operación *deloaded* ofrecían una mayor robustez al sistemas gracias a la reserva adicional de potencia que se generaba.

Debido a la sustancial mejora obtenida en estos resultados, se trató de estudiar las posibles limitaciones que tendría el uso de esta estrategia en diferentes situaciones tratando de establecer los valores límites de las incidencias que se podrían soportar, la variación de viento máxima que pueda asumir el sistema, el efecto del tiempo que tarde el viento en variar, la relación temporal que exista entre el momento de cambio de viento y el incidente producido.

En primer lugar, se trato de esclarecer que influencia tenía la relación temporal existente entre el momento en el cual se produce una variación de la velocidad del viento y el momento en el cuál se da una incidencia sobre el sistema. En este estudio se llego a la conclusión de que los cambios de viento ocurridos antes del incidente tenían un impacto mayor que aquellos que se producía de forma posterior, siendo la situación más crítica, aquella en la cuál el viento variaba en el mismo instante en que se forzaba el fallo de alguna de las instalaciones del sistema.

Una vez llegados a esta conclusión se trató de analizar cuál era el impacto que tenía tanto la severidad del cambio del viento, como el tiempo que tardaba este cambio en hacerse efectivo, de este estudio se obtuvo como conclusión qué variaciones temporales iguales o superiores a los cinco segundos de tiempo tienen un impacto muy limitado sobre los resultados operativos del sistema, así como que existe una relación directa entre la intensidad de variación del viento y el tiempo que tarda en producirse, de cara a evaluar su influencia sobre la frecuencia del sistema. En cuanto a la intensidad de la variación del viento medio también se dedujo que aquellos cambios en la velocidad de viento con intensidades inferiores a un metro por segundo tenían también un impacto limitado, siendo considerado 1,5 m/s como un primer punto de inflexión, mientras que variaciones de 2,5 m/s fueron consideradas como especialmente importantes de tener en cuenta por su efecto sobre la operativa del sistema.

Con el fin de determinar el comportamiento del sistema frente a la pérdidas de cantidades variables de generación en distintos escenarios de producción, demanda y viento se realizaron una serie de simulaciones de las cuales, además de confirmarse las conclusiones anteriores como la criticidad de las reducciones de viento iguales o superiores a los 2,5 m/s, a su vez es cierto que en algunos casos se alcanzaban valores demasiado altos del desvío máximo de la frecuencia, debido a pérdidas de generación demasiado críticas para el sistema.

Finalmente, de todos los análisis que se han realizado en el presente documento, podemos concluir que la operación *deloaded* de los aerogeneradores representa una gran oportunidad para el sistema eléctrico, puesto que permitiría una mayor integración de las renovables dentro del mismo, reduciendo su impacto negativo sobre el sistema y permitiéndonos así aprovechar en mayor medida las grandes ventajas que generan en cuanto a costes y cuidado del medio ambiente, aunque es muy importante el tener en cuenta que este positivo impacto se puede ver enormemente reducido debido a la alta variabilidad de las fuentes energéticas empleadas.

De cara a futuros estudios que se puedan realizar en esta línea de investigación, se considera interesante el profundizar en cómo afecta a la estabilidad de la red eléctrica la operación *deloaded* de los aerogeneradores, teniendo en cuenta distintas situaciones de las que se han analizado en el presente documento, tales como redes eléctricas con diferentes características (tamaño, conexiones con otros sistemas, distintos tipos de centrales energéticas, otras fuentes renovables, etc.), así como también el estudiar las variaciones que se producen en la respuesta de la frecuencia por motivo de la incorporación de nuevas tecnologías o servicios al sistema, como la incorporación de baterías u otros sistemas de acumulación de energía, vehículos eléctricos, etc

5. Bibliografía.

Y. Wang, V. Silva, M. López-Botet-Zulueta. “Impact of high penetration of variable renewable generation on frequency dynamics in the continental Europe interconnected system”. The Institution of Engineering and Technology. 2014.

J. Xia, A. Dys'ko, J. O'Reilly. "Future stability challenges for the UK network with high wind penetration levels" The Institution of Engineering and Technology. 2014.

J. C. Gonzales, H. J. Florero. "Wind Farms Integration in Power System and Frequency Regulation Effects". IEEE Latin America Transactions. 2017.

C. Tu, J. Cao, L. He, Y. Fang. "Combined active and reactive power control strategy to improve power system frequency stability with DFIGs". The Journal of Engineering. 2017.

L. Wang, Q. Vo, A. Victorovich Prokhorov. "Stability Improvement of a Multimachine Power System Connected With a Large-Scale Hybrid Wind-Photovoltaic Farm Using a Supercapacitor". IEEE Transactions on industry applications. 2018.

Y. Liu, W. Du, L. Xiao, H. Wang, and J. Cao. "A Method for Sizing Energy Storage System to Increase Wind Penetration as Limited by Grid Frequency Deviations". IEEE Transaction on Power Systems. 2016.

M. F. M. Arani, Y. A. I. Mohamed. "Cooperative Control of Wind Power Generator and Electric Vehicles for Microgrid Primary Frequency Regulation". IEEE Transactions on Smart Grid. 2017.

N. Nguyen, J. Mitra. "Reliability of Power System with High Wind Penetration Under Frequency Stability Constraint". IEEE Transaction on Power Systems. 2018.

RESERVE DEPLOYMENT OF RES IN ISLAND POWER SYSTEM

Author: López Martínez, Servando.

Director: Sigrist, Lukas.

Colaborating entity: ICAI – Universidad Pontificia de Comillas.

PROJECT SUMMARY

1. Introduction.

In recent years a sustained increase in global energy consumption levels has been seen, this energy consumption increase has had a considerable impact in the environment due to the increase of greenhouses gas emission, wastes, deforestation... This tendency has created awareness in the global population about the impact that humans have over the environment and the importance of sustainability.

One of the major alternatives that exist to reverse this negative impact of the energy generation processes are the “clean energy sources”, those energy sources that doesn't produce toxic emission or wastes and that will allow to operate the electric power system minimizing the impact over the environment.

Even though the use of the clean energy resources represents a considerable opportunity for the network, the integration of this energy sources in the current electric system represents a major threat for the system due to different factors, like the variability of the availability of this energy sources, the reduction of the available power reserve for the primary and secondary frequency control... At the same time, these threats are increased in the case that small and isolated power systems are analysed because their alternatives to solve them are less that in large power systems.

Due to the considerable importance of the use of this energy sources, in this project an analysis about the effects of their incorporation to current electric power system will be conducted in the sense of the frequency stability, with the particularity that will be focused on small and isolated power systems and will incorporate the renewable energy sources to the primary frequency control service.

1.1. State of the art.

The integration of a major amount of energy coming from renewable sources is very interesting for the power system due to all the advantages that it delivers to it (reduction of the impact on the environment, operative cost reduction...). For these reason there have been made a considerable amount of studies about the impact of including this

technology in the current electric network and how could this impact be reduced (discontinuity in the resources availability, frequency and tensions control...), so that the total amount of renewable generation could be increased.

There have been studies with many different approaches, but the majority of them can be included in two categories.

On the one hand, there are studies that seek to evaluate what will be the impact of substituting the current conventional generation of the power systems for renewable energy sources, trying to evaluate what will be the penetration limit of this technology that could be allowed in the network.

On the other hand there are also studies that look for new ways to reduce the impact of the integration of the renewable generation in the network. In this studies different control systems have been proposed to optimize the operation of the renewable generation units by tracking the environmental conditions and operating characteristics, there have been also proposed different control strategies to integrate this technology in the frequency control services or other services of the power systems.

In addition to this there are also many papers that propose the jointly operation of the renewable energy sources with new technologies such as Energy Storage Systems (ESS) or electric vehicles, in order to benefit of possible synergies that may exist between this technologies

1.2. Project objectives.

This project aims to provide a vision of the effects that causes over a small and isolated power system the integration of a major production of electric power generation coming from renewable energy sources taking into consideration their potential integration in the primary frequency control services, in the sense of the frequency stability.

It is pretended to elaborate a small sized electric system that will allow the evaluation of the behaviour of the system against different levels of renewable penetration, their integration in the primary frequency control services, the variability of the resources availability or potential incidences that may occur in the system.

Following this procedure and taking into consideration the effects caused over the frequency signal of the system, it is pretended to determine the criticality of the integration of the renewable energy sources in the system as well as apply this power system model to a real electric power system to evaluate the behaviour of it. The chosen power system was the one of the island of La Palma in the Canary Islands.

In comparison to another studies made in this field, it is pretended to evaluate the impact of the time variation of the sources when joining the primary frequency control

services, as well as different degrees of RES penetration will be taken into consideration for different values of energy demand.

2. Methodology.

To conduct this project, first an analysis of the current energy situation at different levels will be made, focusing on the chosen electric power system with the aim of creating a model that actually reflects the behaviour of a real electric network.

Once this analysis has been conducted, a second analysis of the current state of wind generation will be made, taking into consideration the characteristics of this technology, the existent wind generation potential in the chosen location, potential wind profiles... as well as the major strategies proposed in the literature for their operation.

Once all of these analysis have been finished, a model will be created using Matlab software with Simulink module in order to be able to conduct simulations of the different scenarios that will be proposed and determine the global impact of the renewable generation.

This model will be used to make a comparison between the main strategies proposed for the wind turbines operation (Maximum Power Point Tracking or the incorporation in the primary frequency regulation services) so that the most beneficial operational strategy can be determined.

For this purpose different degrees of renewable penetration will be used as well as different scenarios, variation of wind availability, or potential incidents that may occur will be taken into account so that we could determine the degree of RES penetration that can be considered as critic.

3. Results.

Once the simulation model of the electric system has been defined, the model of the wind turbines with the capability of joining the primary frequency regulation services and the different wind profiles that will be used have been established, a comparative analysis between the main strategies proposed in the literature for wind turbines operation was conducted, those strategies where the Maximum Power Point Tracking (MPPT) with and without the capability of joining the primary frequency control and the deloaded operation of the wind turbines.

3.1. Comparison between different operation strategies.

First the initial scenario for the conventional generation that will be used for the comparison was settled. The initial generation of each group is shown in the Table 1.

Group 1	Group 2	Group 3	Group 4	Group 5	Group 6	Group 7	Group 8	Wind generation
2,5 MW	2,75 MW	3,0 MW	0 MW	4,0 MW	5,0 MW	7,0 MW	9,0 MW	2,5 MW

Table 1. Initial scenario generation of each unit. Own elaboration.

In this initial scenario a comparison between the MPPT and the deloaded operation strategy will be made. In this simulation the outage of group 7 will be forced so that the frequency response against this incident can be analysed with a constant and a turbulent wind profile. The results obtained are shown in Table 2.

Wind profile	Strategy	Δf_{max} (Hz)	Δf_{final} (Hz)	Load shedding (MW)
Constant	MPPT	- 1,66	- 0,2348	2,875
	<i>Deloaded</i>	- 1,51	- 0,2337	2,695
Variable	MPPT	- 1,67	-	2,875
	<i>Deloaded</i>	- 1,52	-	2,695

Table 2. Results of the comparison between MPPT and deloaded operation. Own elaboration.

From this data we can conclude that deloaded operation provides more stability to the power system than the MPPT strategy thanks to the collaboration of it in the frequency control services. Therefore a second comparison between the deloaded operation and the MPPT strategy with frequency regulation capability and minimum rotor speed control was made, to determine which one of those strategies provides better results to the network.

In order to conduct this comparison, the same initial scenario was used for the conventional generation but a larger variety of wind profiles and initial wind generation conditions were used, so that we could compare the behaviour of the system under different conditions. The results achieved are shown in Table 3.

Wind profile	Strategy	Δf_{max} (Hz)	Δf_{final} (Hz)	Load shedding (MW)
Constant	MPPT reg	- 1,59	-0.2342	2,8750
	<i>Deloaded</i>	- 1,51	- 0,2337	2,6954
Step	MPPT reg	- 1,81	- 0.2873	2,9392
	<i>Deloaded</i>	- 1,55	- 0,2859	2,7554
Ramp	MPPT reg	- 1,66	- 0.2873	2,9392
	<i>Deloaded</i>	- 1,54	- 0,2859	2,7554
Variable	MPPT reg	- 1,63	-	2,7554
	<i>Deloaded</i>	- 1,50	-	2,7554

Table 3. Results of the comparison between MPPT with regulation capability and the deloaded operation. Own elaboration.

The conclusion obtained after the analysis of all these scenarios is that the best results were achieved when the deloaded strategy was used. This conclusion is based on the fact that by using this strategy the values of the maximum frequency deviation and final frequency deviation were lower than the once achieved with the other strategies proposed in this document, at the same time the values of the load shedding produced in the system were also lower in the case of the deloaded operation.

For this reason, an analysis to determine the impact of the wind speed variability over the frequency stability when integrating the wind generation in the primary frequency control services by using the deloaded operation strategy was conducted, for this analysis different generation scenarios and wind profiles were used in order to evaluate the impact of it under different situations.

3.2. Analysis of the deloaded operation.

First a study of the impact of the time relationship between the incident and wind speed variation was conducted in order to determine the criticality of the moment when the wind changes. For this purpose the wind profile was defined as a step signal and suffered a sudden decrease on its value.

The achieved results of the maximum frequency deviation for each time relationship are shown in Figure 1 while Figure 2 shows the resultant load shedding produced on each scenario.

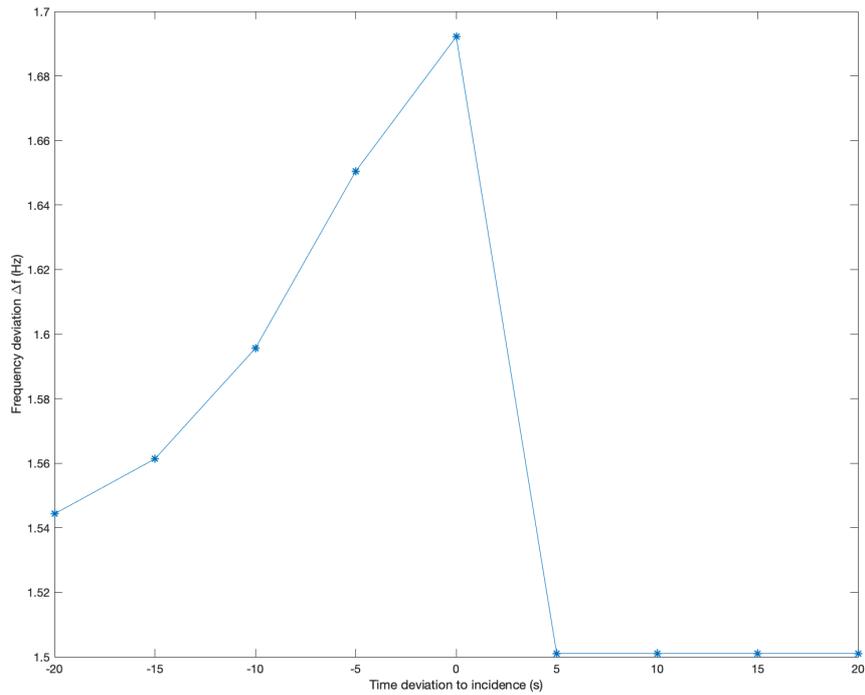


Figure 1. Maximum frequency deviation produced when losing 7 MW of power with a reduction of wind speed at different moments in time in relationship with the incident. Own elaboration

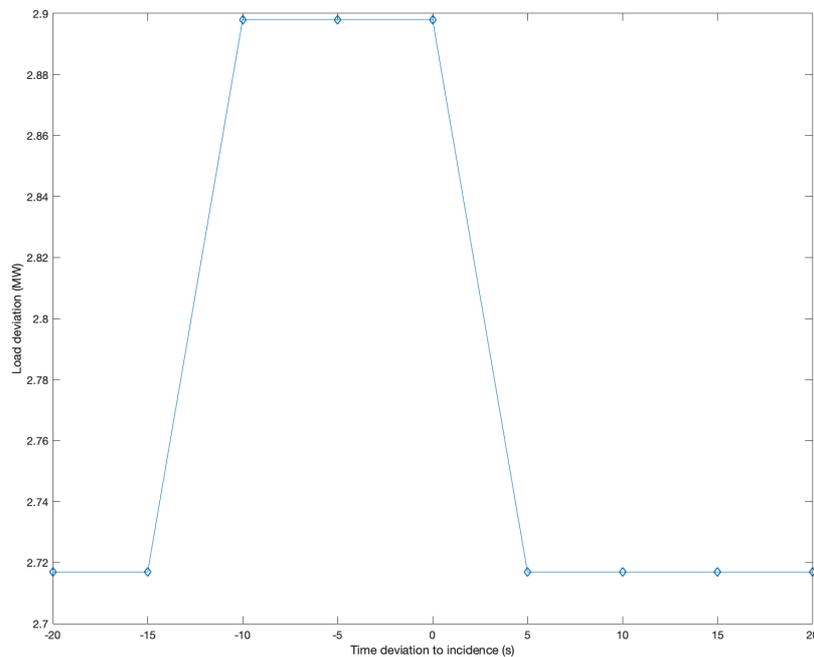


Figure 2. Load shedding produced when losing 7 MW of power with a reduction of wind speed at different moments in time in relationship with the incident. Own elaboration.

After having analysed these results we can conclude that the wind variations produced before incident are more dangerous than the ones produced after it, being the ones that coincide with the outage of the generation unit the one that represents a higher degree of criticality due to the reduction of the available power reserve for frequency regulation.

Once the impact of the moment that the wind variations took place was determined, it was also analysed which one is the impact of the difference between the initial and final value of the wind speed. For this case different simulations of the initial scenario were conducted in order to evaluate the behaviour of the system when facing the outage of all the groups involved in the power generation. The achieved results for the maximum frequency deviation for each size of the wind step and on each scenario are shown in Figure 3 while Figure 4 shows the load shedding produced on each case.

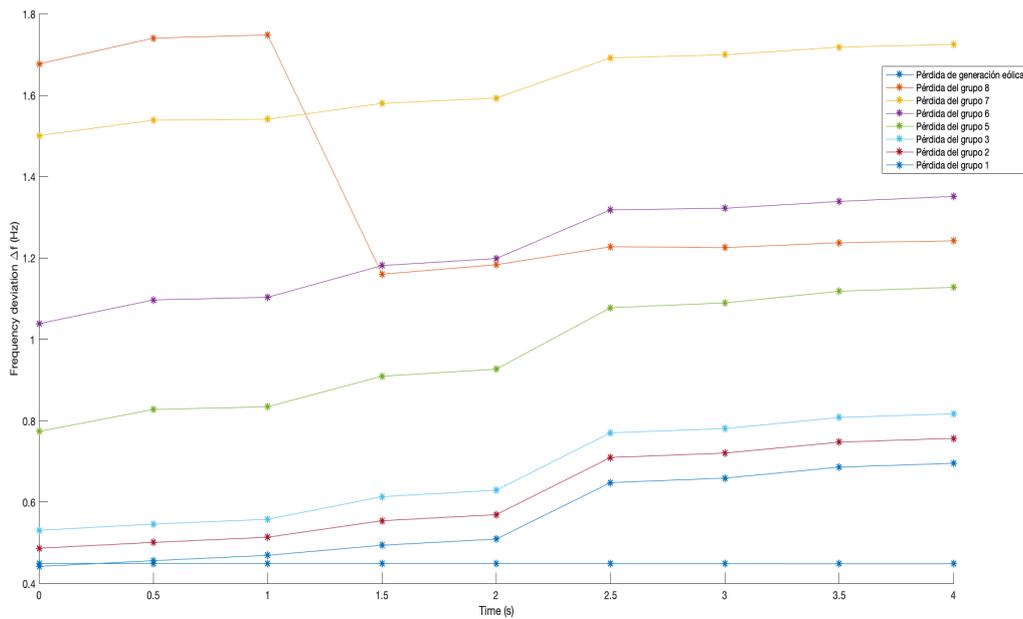


Figure 3. Maximum frequency deviation and load shedding produced when facing a generation unit outage with different wind speed variations. Own elaboration.

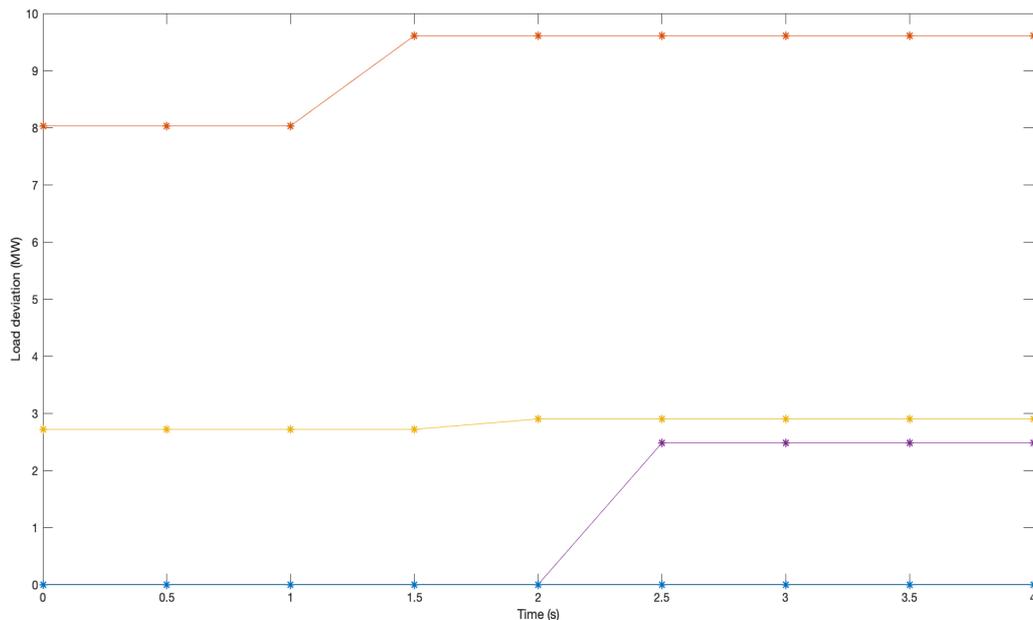


Figure 4. Maximum frequency deviation and load shedding produced when facing a generation unit outage with different wind speed variations. Own elaboration.

In this figure can be seen that a variation between the initial and final value of wind speed causes an increase in the instability of the system due to the reduction of the available reserve of the wind generators for the primary frequency regulation and their initial power generation.

At the same time it could be determined that 2,5 m/s can be considered as a critical point of the wind speed variation due to the effect caused on the maximum frequency deviation achieved by the system and the load shedding produced.

After this analysis, we tried to evaluate if the impact of the wind speed variation was caused only by the difference between the initial and final value of it or if the time duration of the changes on the wind speed had any influence on the result of the frequency stability and load shedding produced.

For this reason a matrix that took into consideration the wind speed variation and the time required for that variation to take place was elaborated in order to determine the impact of time. The results can be seen in Figure 5, which shows a 3-D representation of the maxim frequency deviation achieved according to the wind variation and duration on each scenario.

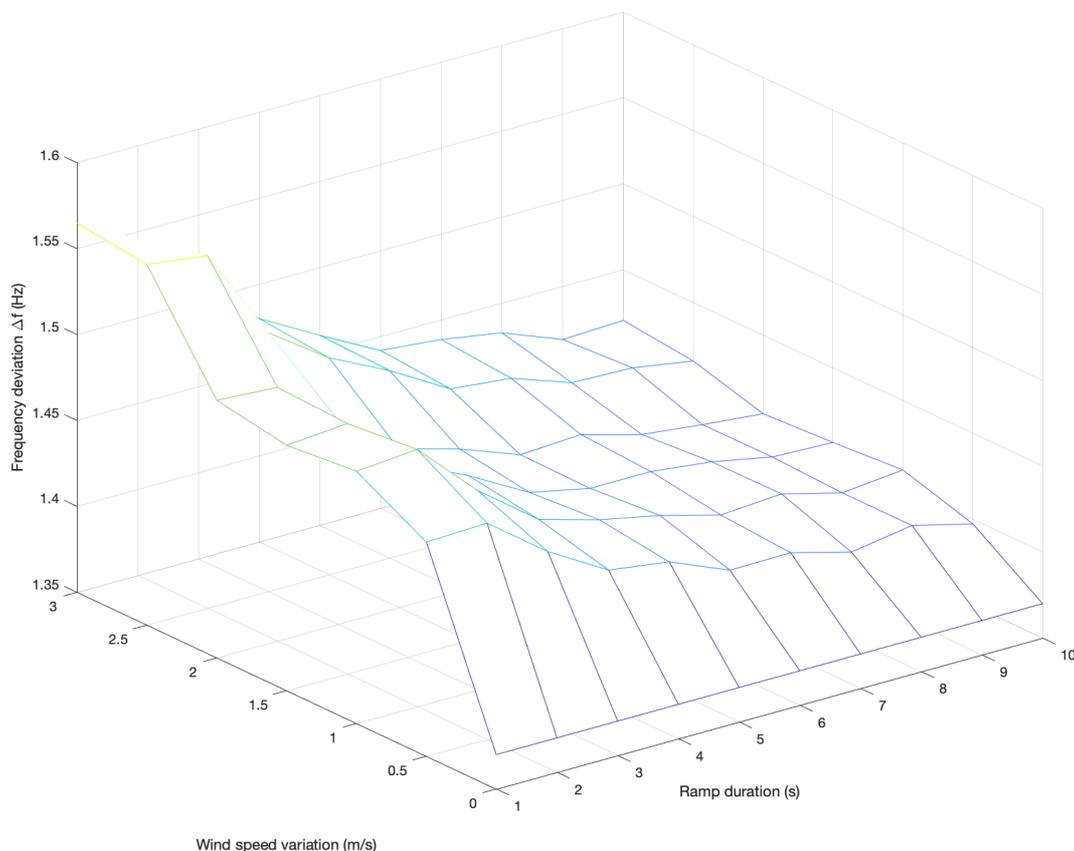


Figure 5. 3-D representation of the results obtained for the maximum frequency deviation for each wind speed variation and time duration. Own elaboration.

It can be observed in the previous graph there exists a direct relationship between the wind speed variation and the time required for that deviation to occur in order to influence the frequency stability of the system, in case that wind variations are strong, they have a considerable influence over the system frequency even in cases that they occur in periods of time of a couple of seconds while smooth wind speed variations only have a big influence over the system when they take place in short periods of time.

Finally, with the aim of determining the behaviour of the system facing different degrees of wind generation penetration, 26 different generation scenarios were defined, where the outage of all the different generations unit of each scenario will be simulated for different values of wind speed variations, so that we can compare and confirm the previously achieved results.

In Figure 6 a histogram of the value of the maximum frequency deviation on each scenario can be seen while Figure 7 shows the average value of that maximum frequency deviation and load shedding produced on each case.

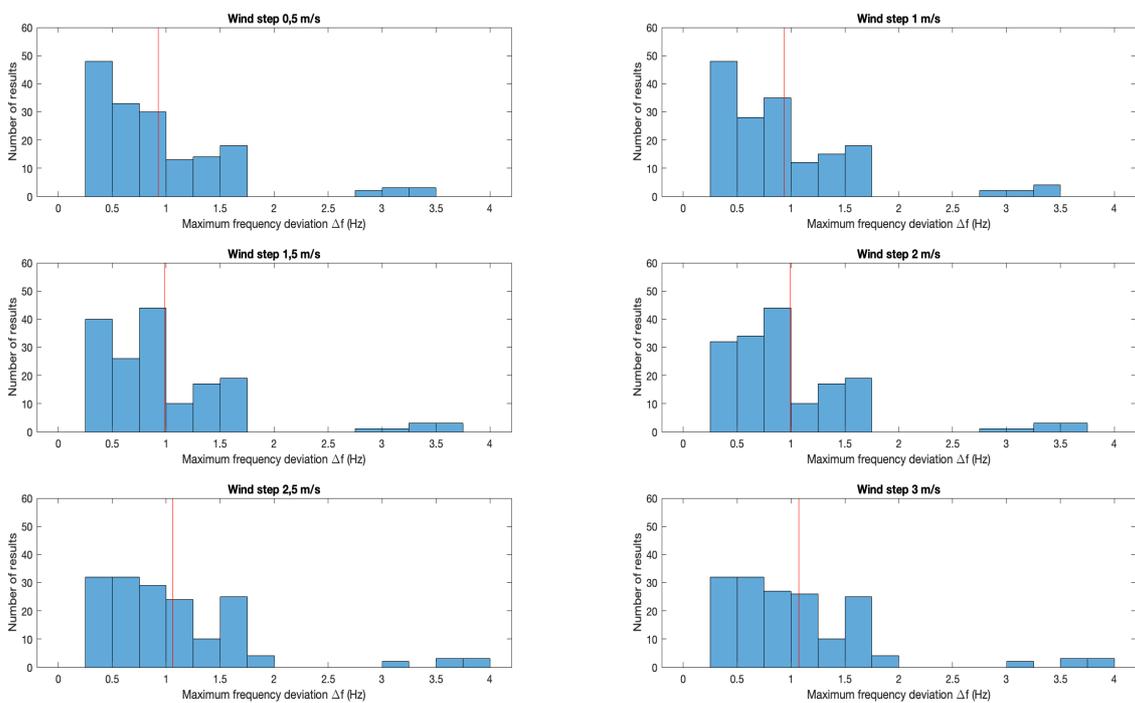


Figure 6. Histogram of the value of the maximum frequency deviation for each wind variation scenario. Own elaboration.

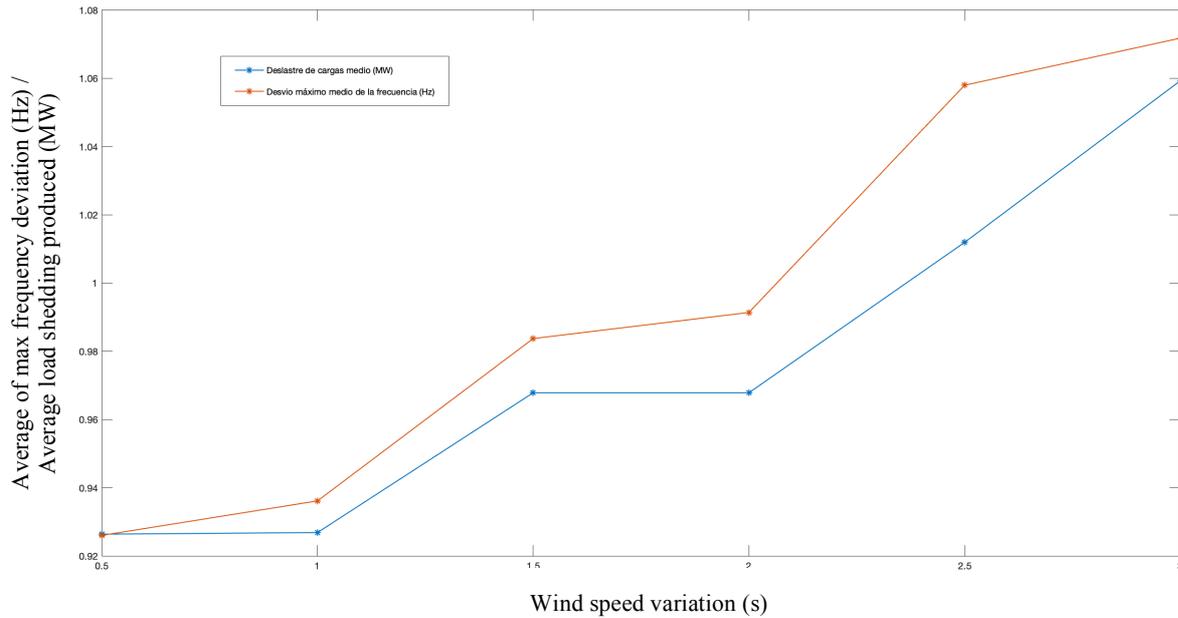


Figure 7. Average maximum frequency deviation and load shedding produced for each simulation scenario. Own elaboration.

As it can be seen in the figure, the use of this strategy allows the wind generation to help in the primary frequency control services, but its efficiency is enormously limited by the variations that wind speed may suffer. It can be confirmed that 2,5 m/s is one of the most dangerous points for the wind variation and despite not having achieved this result on previous sections, 1,5 m/s of wind variations also represents a considerable point that should be taken into consideration.

At the same time it is important to highlight that even in the first cases (when wind speed variations are reduced) there are several situations that result into extremely high frequency deviation values, this is due to the lost of one group that produces the majority of the power in a certain scenario and shows that these strategy by its own is not capable of facing extreme situations like this one.

4. Conclusion.

The tendency of increasing the amount of energy produced by renewable sources in electric power systems is expected to continue in the future. Therefore it is necessary to carry out studies about the different alternatives of integrating them into the electric networks, in order to reduce the negative impact that it can have on the system and to maximize its positive effects.

Additionally, in isolated electric systems, with weak networks and infrastructures, the problems that may arise from the integration and operation of renewable sources on it, are increased, as is the case of some of the systems of the Canary Islands.

Due to all of those reasons, in the present document, a study of the impact of the electric system operation was conducted, taking into consideration the integration of RES operating them using different strategies than those that have been typically used until today, focusing on the deloaded operation, which seeks to integrate renewables within the primary frequency regulation, looking for an increase in the robustness of electric power systems.

For this reason a simulation model has been defined in Matlab software, using the Simulink module, which allows carrying out a dynamic study of the behaviour of a real based electric system, facing different types of incidents, operating according to the deloaded strategy... as well as making a comparison between other strategies that have been proposed.

First, an analysis of the behaviour of the electric system facing different types of incidents was carried out, so that it was possible to make a comparison between the traditional operation of the wind turbines (MPPT strategy) and the deloaded operation strategy, which will allow incorporating the wind generation to the primary frequency control. As a result it was obtained that this new strategy not only reduces the value of the maximum frequency deviation and the load shedding performed, but also helps to smooth possible oscillations that occur in the frequency due to instantaneous variations of the wind speed.

At this point, it was decided to make a deeper comparative of this strategy with the case in which wind turbines were operated following its point of maximum power, but also providing them with the capability of regulating its power to participate in the primary frequency control service, yielding part of its kinetic energy until it reaches a minimum value of the wind turbine rotation speed. As previously, it was concluded that, for the different scenarios studied, the results achieved with the use of the deloaded operation offered a greater robustness to the systems thanks to the additional reserve of power that was generated.

Due to the substantial improvement achieved thanks to the use of the deloaded operation strategy, an analysis of the possible limitations that may surge when operating under different situations was conducted, in order to try to establish the maximum values of the incidents that the system could overcome, the maximum value of wind speed variation, the effect of the time it takes the wind to vary, etc.

First, we studied the influence of the temporal relationship between the moment in which there is a variation of the wind speed and the time there is an incidence in the system. From this analysis it was concluded that wind changes that occurred before the incident had a greater impact than those that occurred after it, being the most critical situation, the one in which the wind changed at the same time that the outage of any group of the system was forced.

Once this conclusion was reached, it was tried to determine the impact of the severity of the wind changes and the time it took for this changes to become effective. This study concluded that temporary variations equal or greater than the five seconds of time have limited impact on the operating results of the system. Regarding the intensity of the variation of the wind speed it was also deduced that those changes in the wind speed with intensities lower than one meter per second also had a limited impact. At the same time it was determined that variations of 2.5 m/s or higher were considered as especially considerable due to the effect on the system operation and stability.

In order to determine the behavior of the system against the loss of variable amounts of generation in different scenarios, a series of 164 simulations were carried out. As a result of this study, it was confirmed previous conclusions such as the criticality of the reductions of wind speed higher than 2.5 m/s as well as it was deduced that even though this technology can have a very positive impact on the system stability, it is not capable of facing considerable incidents in the network by its own (as it can be seen in cases where generation losses are greater than 40% of the total generation in a given scenario). In those cases the system reached frequency values that are not assumable despite performing very considerable load shedding to try to compensate the incidents.

Finally, from all the analysis that have been conducted in this document, we can conclude that the deloaded operation of wind turbines represents a great opportunity for the electric power system because it would allow a greater integration of the RES on it, reducing its negative impact on the system and allowing us to take greater advantage of them in terms of costs and environmental care.

For future studies that may be made in the same line of research, on the one hand it may be interesting to deepen in how the wind turbines operation affects the stability of the electric power system, taking into consideration different situations that the ones that have been analyzed in the current document, such as different types of electric networks (different size of the network, connections with other systems, different types of conventional and renewable power plants, etc.). On the other hand it can be also interesting to evaluate the stability of frequency response taking into consideration the incorporation of new technologies or services to the electric power system, such as the incorporation of energy storage systems, electric vehicles, etc.

5. Bibliography

Y. Wang, V. Silva, M. López-Botet-Zulueta. "Impact of high penetration of variable renewable generation on frequency dynamics in the continental Europe interconnected system". The Institution of Engineering and Technology. 2014.

J. Xia, A. Dys'ko, J. O'Reilly. "Future stability challenges for the UK network with high wind penetration levels" The Institution of Engineering and Technology. 2014.

J. C. Gonzales, H. J. Florero. “Wind Farms Integration in Power System and Frequency Regulation Effects”. IEEE Latin America Transactions. 2017.

C. Tu, J. Cao, L. He, Y. Fang. “Combined active and reactive power control strategy to improve power system frequency stability with DFIGs”. The Journal of Engineering. 2017.

L. Wang, Q.Vo, A. Victorovich Prokhorov. “Stability Improvement of a Multimachine Power System Connected With a Large-Scale Hybrid Wind-Photovoltaic Farm Using a Supercapacitor”. IEEE Transactions on industry applications. 2018.

Y. Liu, W. Du, L. Xiao, H. Wang, and J. Cao. “A Method for Sizing Energy Storage System to Increase Wind Penetration as Limited by Grid Frequency Deviations”. IEEE Transaction on Power Systems. 2016.

M. F. M. Arani, Y. A. I. Mohamed. “Cooperative Control of Wind Power Generator and Electric Vehicles for Microgrid Primary Frequency Regulation”. IEEE Transactions on Smart Grid. 2017.

N. Nguyen, J. Mitra. “Reliability of Power System with High Wind Penetration Under Frequency Stability Constraint”. IEEE Transaction on Power Systems. 2018.

Índice del documento

1. INTRODUCCIÓN.....	35
1.1. MOTIVACIÓN.....	35
1.2. ESTADO DE LA CUESTIÓN.....	35
1.3. OBJETIVOS DEL TRABAJO.....	37
1.4. METODOLOGÍA.....	37
2. SITUACIÓN ENERGÉTICA ACTUAL.....	39
2.1. SITUACIÓN ENERGÉTICA GLOBAL.....	39
2.2. SITUACIÓN ENERGÉTICA EN ESPAÑA.....	42
2.3. SITUACIÓN ENERGÉTICA EN LAS ISLAS CANARIAS.....	43
3. LA ENERGÍA EÓLICA.....	47
3.1 EL VIENTO.....	47
3.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA GENERACIÓN EÓLICA.....	48
3.3 AEROGENERADORES Y SU CLASIFICACIÓN.....	50
3.3.1 Clasificación de aerogeneradores según su eje o número de palas.....	50
3.3.2 Clasificación de aerogeneradores según su orientación.....	53
3.3.3 Clasificación de aerogeneradores según la zona en la que se encuentran.....	54
3.3.4 Clasificación de aerogeneradores según su tipo de generador.....	56
3.3.5 Principales elementos de un aerogenerador.....	61
3.4. PRINCIPIOS MATEMÁTICOS DE FUNCIONAMIENTO.....	62
3.4.1 Potencia mecánica obtenida del viento.....	63
3.4.2. Potencia eléctrica obtenida del aerogenerador.....	67
3.5 PRINCIPALES ESTRATEGIAS DE CONTROL DE LOS AEROGENERADORES.....	67
3.5.1 Emulación de inercia.....	69
3.5.2 Control primario a través de la operación <i>deloaded</i>	71
4. MODELADO DEL SISTEMA.....	75
4.1 MODELADO DEL SISTEMA DINÁMICO.....	75
4.1.1 Modelo del sistema eléctrico de La Palma.....	75
4.1.2 Modelado del aerogenerador.....	77
4.2 MODELADO DE LA SEÑAL DEL VIENTO.....	81
4.2.1. Variaciones de velocidad en el medio plazo.....	81
4.2.2. Variaciones de velocidad en el corto plazo.....	85
4.3. INTEGRACIÓN DEL MODELO.....	89
5. SIMULACIÓN Y RESULTADOS.....	93
5.1 SISTEMA OBJETO DE ESTUDIO.....	93
5.2. DEFINICIÓN DE ESCENARIOS.....	95
5.3 COMPARATIVA ENTRE MPPT Y LA OPERACIÓN <i>DELOADED</i>	96
5.3.1. Estrategia de seguimiento del punto de máxima potencia.....	96
5.3.2. Estrategia de operación <i>deloaded</i> con capacidad de regulación.....	98
5.3.3. Comparativa de estrategias MPPT y <i>Deloaded</i> con viento variable.....	103
5.4. COMPARATIVA DE LA OPERACIÓN <i>DELOADED</i> Y ESTRATEGIA DE MÁXIMA POTENCIA CON CAPACIDAD DE REGULACIÓN.....	105
5.4.1. Comparativa de resultados con viento simulado como valor constante.....	105
5.4.2 Comparativa de resultados con viento simulado por entrada tipo escalón.....	108
5.4.3 Comparativa de resultados con viento simulado por entrada tipo rampa.....	110

5.4.4 <i>Comparativa de resultados con viento simulado por función normal</i>	111
5.5 ESTUDIO DEL IMPACTO DEL INSTANTE DE CAMBIO DE VIENTO.....	113
5.6. ESTUDIO DEL IMPACTO DE LA INTENSIDAD DE LA VARIACIÓN DEL VIENTO.....	118
5.7. ESTUDIO DEL IMPACTO DE LA INTENSIDAD Y DURACIÓN DE LA VARIABILIDAD DEL VIENTO.	121
5.8. ESTUDIO DEL IMPACTO DE LA OPERACIÓN <i>DELOADED</i> EN DISTINTOS ESCENARIOS.	123
6. CONCLUSIONES	129
7. BIBLIOGRAFÍA	133

Índice de Figuras:

Figura 1. Evolución de la producción energética mundial durante los últimos años	39
Figura 2. Evolución de la producción energética mundial mediante fuentes renovables en los últimos años	40
Figura 3. Porcentaje de energía producida mediante fuentes renovables por país.....	41
Figura 4. Incremento de energías renovables en la U.E.....	41
Figura 5. Mix energético de España en el año 2018	42
Figura 6. Mix energético para la producción eléctrica en España en 2018.	43
Figura 7. Mix energético para la producción eléctrica en Canarias	44
Figura 8. Mapa de radiación solar en España.....	45
Figura 9. Mapa de potencial eólico en España.....	45
Figura 10. Variación de la velocidad de viento con la altura en distintos lugares	47
Figura 11. Aerogeneradores con rotor Savonius y Darrieus.....	51
Figura 12. Aerogenerador con rotor Windside y Giromill.....	51
Figura 13. Aerogenerador monopala y bipala	52
Figura 14. Aerogenerador tripala.....	52
Figura 15. Clasificación de aerogeneradores.....	53
Figura 16. Representación de aerogeneradores según su orientación al viento	54
Figura 17. Aerogeneradores on-shore.....	55
Figura 18. Aerogenerador off-shore situado en la costa de Gran Canaria.....	55
Figura 19. Generador asíncrono de jaula de ardilla.....	57
Figura 20. Generador asíncrono con control de deslizamiento	58
Figura 21. Esquema de generador asíncrono doblemente alimentado (DFIG)	59
Figura 22. Generador asíncrono con rotor bobinado.....	60
Figura 23. Generador asíncrono con imanes permanentes.....	61
Figura 24. Esquema de los principales componentes de un aerogenerador	62
Figura 25. Esquema de la velocidad de entrada y salida del viento en la turbina	63
Figura 26. Valor del coeficiente de potencia para distintos valores de la velocidad específica	65
Figura 27. Curvas de potencia del aerogenerador para distintas velocidades de viento en pu del aerogenerador.....	66
Figura 28. Curva de seguimiento de máxima potencia para distintos perfiles de viento.....	68
Figura 29. Representación de la operación de aerogenerador a máxima potencia con capacidad de regulación.....	69
Figura 30. Representación gráfica de la operación de un aerogenerador en máxima potencia con control de velocidad mínima y potencia.....	71
Figura 31. Curvas de seguimiento de máxima potencia (amarilla) y curva de operación <i>deloaded</i> (morado) para distintas velocidades de viento	72
Figura 32. Representación gráfica de la reserva generada por la operación <i>deloaded</i> ...	72
Figura 33. Fragmento de esquema que representa el desvío de la regulación.....	73
Figura 34. Diagrama de bloques del modelo del sistema eléctrico	75
Figura 35. Modelado de las centrales convencionales.....	76

Figura 36. Comparativa de la variación de potencia de cada grupo y efecto sobre la frecuencia del sistema.....	77
Figura 37. Esquema de un aerogenerador de velocidad variable.....	78
Figura 38. Diagrama de bloques del modelo de aerogenerador con capacidad de regulación de potencia.....	79
Figura 39. Potencia a regular por el aerogenerador en diagrama de bloques	79
Figura 40. Variaciones de la potencia mecánica, eléctrica y velocidad de giro del rotor en función del desfase de la frecuencia	81
Figura 41. Representación de los datos de viento tomados en el aeropuerto de La Palma durante los últimos 3 años.....	82
Figura 42. Ejemplo de distribución de <i>Weibull</i>	82
Figura 43. Representación de la función de distribución de <i>Weibull</i> y los datos obtenidos de Aemet para La Palma	84
Figura 44. Representación del ajuste de los datos para el ajuste de datos realizado	84
Figura 45. Variaciones de la velocidad de viento por segundo	86
Figura 46. Distribución estadística de velocidades de viento	88
Figura 47. Modelo global resultante.....	90
Figura 48. Modelo de simulación en <i>Matlab Simulink</i>	90
Figura 49. Modelado de la electrónica del aerogenerador y el cambio de base.....	91
Figura 50. Detalle del control de frecuencia modificado.....	91
Figura 51. Cobertura de la demanda energética en la isla de La Palma	94
Figura 52. Curva de demanda prevista para escalones de producción programados	94
Figura 53. Mapa del potencial eólico en la isla de La Palma.....	95
Figura 54. Potencial eólico en la isla de La Palma.....	95
Figura 55. Desviación de frecuencia tras incidente de 7 MW con viento constante en operación MPPT.....	97
Figura 56. Deslastre de cargas en incidente de 7 MW con viento constante y operación MPPT	97
Figura 57. Desglose de la regulación de cada uno de los grupos activos en pu del sistema.....	98
Figura 58. Desvío de la frecuencia tras incidente de 7 MW con viento constante en operación <i>deloaded</i>	99
Figura 59. Deslastre de cargas en incidente de 7 MW con viento constante y operación <i>deloaded</i>	99
Figura 60. Desglose de la regulación de cada uno de los grupos activos en pu del sistema.....	100
Figura 61. Representación de la variación de la potencia mecánica aportada por la máquina.....	101
Figura 62. Curva de potencia para 10 m/s de viento y curva de operación <i>deloaded</i> ...102	
Figura 63. Detalle del efecto del cambio de la velocidad de rotor en la curva de potencia.....	102
Figura 64. Comparativa de la respuesta en tiempo de la frecuencia para ambas estrategias.....	103

Figura 65. Comparativa del valor del deslastre de cargas realizado en cada uno de los casos.....	104
Figura 66. Comparativa del valor del desvío de frecuencia por unidad de tiempo.....	106
Figura 67. Velocidad de giro del rotor por unidad de tiempo.....	107
Figura 68. Producción de potencia eléctrica del aerogenerador por unidad de tiempo	107
Figura 69. Comparación del desvío de la frecuencia para ambas estrategias con viento cambiante según escalón de 2 m/s.....	108
Figura 70. Seguimiento del valor de la velocidad de giro del rotor en pu por unidad de tiempo.	109
Figura 71. Potencia eléctrica generada por unidad de tiempo para el sistema.....	110
Figura 72. Comparación del desvío de la frecuencia para ambas estrategias con viento cambiante según escalón de 2 m/s.....	110
Figura 73. Comparación del desvío de la frecuencia para ambas estrategias con viento cambiante según escalón de 2 m/s.....	112
Figura 74. Velocidad de giro del rotor en pu por unidad de tiempo.....	113
Figura 75. Desviación máxima de la frecuencia ante pérdida de 7 MW de generación con variación de la velocidad de viento en distintos instantes de tiempo.....	114
Figura 76. Deslastre de cargas ante incidencia de 7 MW de generación con disminución de la velocidad de viento en distintos instantes de tiempo.....	115
Figura 77. Comparativa de la respuesta del desvío de la frecuencia por unidad de tiempo en cada uno de los casos de estudio.....	116
Figura 78. Variación de la potencia eléctrica generada y el límite de potencia frente a cambio de viento instantáneo.....	117
Figura 79. Desglose de la regulación primaria ejercida por cada grupo de producción ante variación de viento instantánea.....	117
Figura 80. Desvío máximo de la frecuencia en función de la intensidad de cambio del viento y la perturbación producida.....	119
Figura 81. Deslastre de cargas producido en función de la intensidad de cambio del viento y la perturbación producida.....	119
Figura 82. Respuesta de la regulación primaria ejercida por cada uno de los grupos del sistema para la pérdida de 2 m/s de viento.....	120
Figura 83. Respuesta de la regulación primaria ejercida por cada uno de los grupos del sistema para la pérdida de 2,5 m/s de viento.....	120
Figura 84. Detalle del efecto de la variación del límite de potencia debido a la variación del viento de 2,5 m/s.....	121
Figura 85. Representación gráfica en 3D de la desviación máxima de la frecuencia en función del gradiente de velocidad y la duración del cambio de velocidad.....	122
Figura 86. Histograma del valor del desvío máximo de la frecuencia para cada variación de la velocidad de viento.....	125
Figura 87. Representación gráfica de las medias del desvío máximo de frecuencias y el deslastre de cargas producido.....	126

Índice de Tablas:

Tabla 1. Porcentajes de deslastre de cargas del sistema.....	77
Tabla 2. Características teóricas del aerogenerador escogido.....	78
Tabla 3. Valores de los coeficientes de cálculo del coeficiente de potencia.....	81
Tabla 4. Potencia instalada de los grupos diesel de la central de los guinchos.....	93
Tabla 5. Producción establecida de cada unidad.....	95
Tabla 6. Comparación de resultados para estrategias MPPT y <i>deloaded</i>	100
Tabla 7. Comparación de resultados para estrategias MPPT y <i>deloaded</i> con viento variable.....	104
Tabla 8. Comparativa de resultados entre las distintas estrategias.....	106
Tabla 9. Comparativa de resultados entre ambas estrategias.....	108
Tabla 10. Comparativa de resultados entre ambas estrategias.....	111
Tabla 11. Comparativa de resultados entre ambas estrategias.....	112
Tabla 12. Resultados para el caso de pérdida de 7 MW de generación con variación de viento en distintos instantes por entrada tipo escalón.....	114
Tabla 13. Probabilidad de viento medio según distribución de <i>Weibull</i> en la isla de La Palma.....	118
Tabla 14. Variación de la desviación de frecuencia máxima en función de la variación de velocidad del viento y la duración de la misma.....	122
Tabla 15. Escenarios propuestos para simulaciones.....	124
Tabla 16. Valores medios de la desviación máxima de la frecuencia y el deslastre de cargas producido para cada una de las velocidades de viento estudiadas.....	126

1. Introducción.

1.1. Motivación.

En los últimos años se ha visto como el consumo energético a nivel mundial se ha ido incrementando, causando un impacto considerable sobre el medio ambiente debido a las emisiones de gases de efecto invernadero, residuos, deforestación etc. Este aumento del consumo energético ha sido clave para generar una concienciación y preocupación cada vez mayor en las personas por el impacto que tenemos los seres humanos sobre el medio ambiente y la sostenibilidad.

Una de las principales alternativas para reducir el efecto negativo de la producción energética sobre el planeta es el uso de las llamadas “energías limpias”, aquellas que no producen gases nocivos ni residuos de ningún tipo, y que nos permitirían operar el sistema energético minimizando el impacto sobre el ecosistema.

Sin embargo no son todas ventajas a la hora de emplear estas fuentes de energía, puesto que su integración dentro del sistema actual supone un reto considerable. En el sistema eléctrico en particular nos podemos encontrar con cuestiones tales como la incapacidad de cubrir la demanda del sistema debido a la variabilidad de la disponibilidad de estos recursos, la disminución de la capacidad de regulación de la potencia eléctrica o la disminución en la inercia total del sistema entre otros problemas, que además se ven enormemente acentuados en el caso de que se estudien pequeños sistemas eléctricos aislados o insulares, donde las opciones para corregir posibles incidencias son menores que en otros de mayor tamaño.

Debido a la gran importancia de la incorporación de estas fuentes de energía en mayor medida de lo que se está haciendo en la actualidad, en el presente trabajo se tratará de dar una visión acerca de los efectos que tendría su incorporación, a día de hoy, a la red eléctrica de sistemas insulares de pequeño tamaño, desde el punto de vista de la estabilidad de la frecuencia, con la particularidad de que se tratará de incorporarlos al servicio de regulación primaria de la frecuencia con el objetivo de mitigar su impacto global en el sistema.

1.2. Estado de la cuestión.

La incorporación de una mayor cantidad de energía procedente de fuentes de energía renovables es muy interesante porque se trata de tecnologías que permitirían operar todo el conjunto de nuestro sistema energético, con un impacto mucho menor sobre el medio ambiente y, en algunos casos, a un menor coste operativo.

Es por este motivo por el que se están realizando una gran cantidad de estudios para el desarrollo de nuevas tecnologías o sistemas de control que sean capaces de solucionar, o

al menos minimizar, los problemas que se encuentran relacionados a la operación de las mismas dentro del sistemas eléctrico (discontinuidad de la disponibilidad, no aportación a los sistemas de regulación de la frecuencia, desajustes de los niveles de tensión en la red, pérdidas de inercia...) y de poder aumentar la penetración total de las RES (*Renewable Energy Sources*) en el sistema.

Se han realizados estudios sobre este tema con varios enfoques diferentes, por un lado existen estudios que buscan determinar cuál es el impacto de sustituir la generación más convencional de un sistema eléctrico, de mayor o menor tamaño, por RES, tratando de determinar qué niveles de penetración pueden determinarse como críticos.

Un claro ejemplo de este tipo de estudios es el realizado para el caso del sistema eléctrico Europeo, donde se ha analizado el impacto de la tasa de penetración de renovables sobre la pérdida de inercia, la estabilidad de la frecuencia y las pérdidas de generación, teniendo en cuenta varios escenarios diferentes para determinar la penetración máxima de renovables que se podría permitir a día de hoy [1]; o el de Reino Unido [2] donde se estudia el impacto de las turbinas eólicas tipo DFIG (*Doubly-Fed Electric Machine*), entre otros muchos ejemplos.

Estos trabajos además nos muestran que es aun más importante el tener en cuenta las restricciones de las RES en sistemas débiles, de menor tamaño o aislados, donde las opciones para compensarlas son mucho menores [3] y sus efectos más claros.

Por otro lado, existen estudios cuyo objetivo es tratar de incorporar a los generadores renovables dentro de los sistemas de regulación de la frecuencia de la red eléctrica.

En estos estudios se han propuestos diversas técnicas con el fin de minimizar el impacto negativo sobre estos sistemas energéticos y así poder explotar al máximo las enormes ventajas que se derivan del uso de RES.

La principal estrategia empleada para disponer de una mayor estabilidad en los sistemas eléctricos ha sido el desarrollo de nuevos sistemas de control, empleando técnicas muy distintas entre sí, de tal forma que sea posible operar de una forma más óptima los recursos existentes a día de hoy y en algunos casos incluso el tratar de incorporar los aerogeneradores a la regulación primaria o secundaria para ganar estabilidad. [4]

En concreto en trabajos de tipo [4] lo que se ha hecho ha sido el estudiar como se pueden generar nuevas estrategias de control para permitir el operar los aerogeneradores lejos de su punto óptimo, de forma que tengan capacidad de aumentar su producción energética en caso de que esto fuese necesario. Estas simulaciones se realizan en condiciones ideales, sin tener en cuenta las posibles variaciones instantáneas que se podrían dar en los perfiles de viento ni aplicarse a ningún caso real.

Además también se ha planteado la posibilidad de combinar estos nuevos sistemas de control junto con algunas de las nuevas tecnologías que han surgido, con el fin de poder dar un servicio más optimizado.

Casos concretos son la utilización de ESS (*Energy Storage Systems*) basados en supercondensadores [5] o en otras tecnologías más comunes, como baterías químicas,

[6] con el fin de reducir las fluctuaciones de la potencia eólica o solar, el uso de los vehículos eléctricos [7] como sistemas de apoyo para la red o el operar las fuentes renovables lejos de su capacidad máxima con el fin de tener un margen de reserva tanto a subir como a bajar y de esta forma poder integrarlas mejor en la regulación primaria [8].

1.3. Objetivos del trabajo.

En el presente trabajo se tratará de aportar una visión de los efectos que causa sobre un sistema eléctrico aislado, el aumento de la penetración de la producción de energía eléctrica mediante fuentes renovables y su incorporación a los servicios de regulación primaria, desde el punto de vista de la estabilidad de la frecuencia. Se tendrán en cuenta distintos niveles de penetración de RES y la variación de la capacidad de producción que estas sufren a lo largo del tiempo, para distintos niveles de demanda.

Para llevar a cabo este proyecto se pretende generar un modelo de un sistema eléctrico de pequeño tamaño, que no cuente con conexiones con otros sistemas mayores, de forma que nos permita implementar y simular como sería su comportamiento frente a distintos niveles de penetración de energía renovable, la incorporación de las fuentes renovables a los servicios de regulación, la variabilidad de la disponibilidad de la RES o posibles incidencias en la demanda o producción energética, con el fin de determinar el impacto de estas fuentes sobre un sistema eléctrico desde el punto de vista de la estabilidad de la frecuencia y su respuesta ante las distintas incidencias que puedan surgir, con el fin de determinar la criticidad de la inclusión de las renovables en el sistema eléctrico.

Mediante este procedimiento y en base a los efectos producidos sobre la señal de frecuencia eléctrica del sistema, se pretende determinar el nivel crítico de implantación de fuentes de energía renovables en el sistema, así como aplicarlo a un sistema eléctrico real para evaluar su comportamiento. El sistema escogido será la isla de La Palma, en el archipiélago Canario.

Con respecto a otros trabajos realizados en este campo, como por ejemplo trabajos del tipo [4], se pretende estudiar el impacto de la variabilidad en tiempo de la fuente en la proporción de los servicios de regulación primaria.

1.4. Metodología

Para llevar a cabo este proyecto, en primer lugar se llevará a cabo un estudio para determinar las fuentes de producción energéticas más comunes y cuáles son las características operativas de las mismas, con el fin de poder generar un modelo lo más similar posible a un sistema real.

Una vez hecho esto se procederá de la misma forma a determinar las fuentes de producción renovables a emplear y sus características operativas, limitaciones, disponibilidad... para así poder incorporarlas al modelo.

Una vez se disponga del modelo se implantará en el programa *Matlab* empleando el módulo *Simulink* para poder hacer simulaciones de los posibles escenarios que se contemplarán para determinar el impacto global de la generación renovable en el sistema y sacar conclusiones en base a los resultados.

Este modelo se usará para determinar el impacto de la RES sobre el sistema teniendo en cuenta distintos niveles de penetración de renovable, distintos escenarios de demanda, posibles incidentes que puedan ocurrir (pérdidas de grupos o variaciones súbitas en la demanda), posibles variaciones de la capacidad de producción de las renovables, la operación de las renovables lejos de su potencia máxima (*deloaded*) y su empleo como reserva para la regulación primaria, con el fin de determinar en que casos la integración de las energías renovables puede considerarse crítica.

2. Situación energética actual.

Cada vez es mayor la concienciación y preocupación que existe en la sociedad por el cuidado y la preservación del medio ambiente en todos los ámbitos. Uno de los más preocupantes y en el cuál se focalizará el presente trabajo es la producción energética mediante el uso de “energías limpias”.

2.1. Situación energética global.

El consumo energético a nivel mundial ha ido incrementándose con el paso de los años, lógicamente ligado a un aumento de la población mundial que incrementa la demanda de la misma.

Esta alta demanda energética, junto a otros factores como la politización del sector energético por parte de muchos países [9] y las limitaciones geográficas para acceder a algunas fuentes, hacen que el mix energético (combinación de fuentes de energía primaria que se utilizan en una determinada zona y el porcentaje que presenta sobre la energía total) empleado a nivel mundial sea muy variado, como se puede apreciar en la Figura 1.

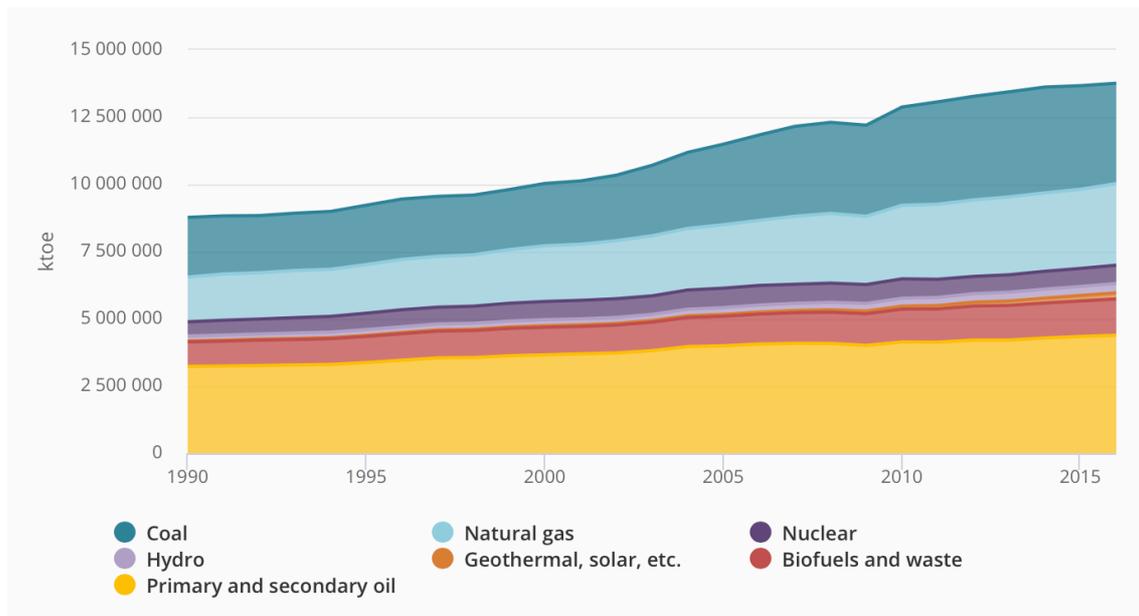


Figura 1. Evolución de la producción energética mundial durante los últimos años. [10]

Sin embargo si que es posible ver como la preocupación por el medio ambiente ha hecho mella en la forma en la que consumimos energía a nivel mundial.

Si atendemos por ejemplo a la producción total de energía que se lleva a cabo anualmente mediante fuentes renovables, podemos ver que existe una clara tendencia de aumento durante los últimos tiempos, como se aprecia en la Figura 2.

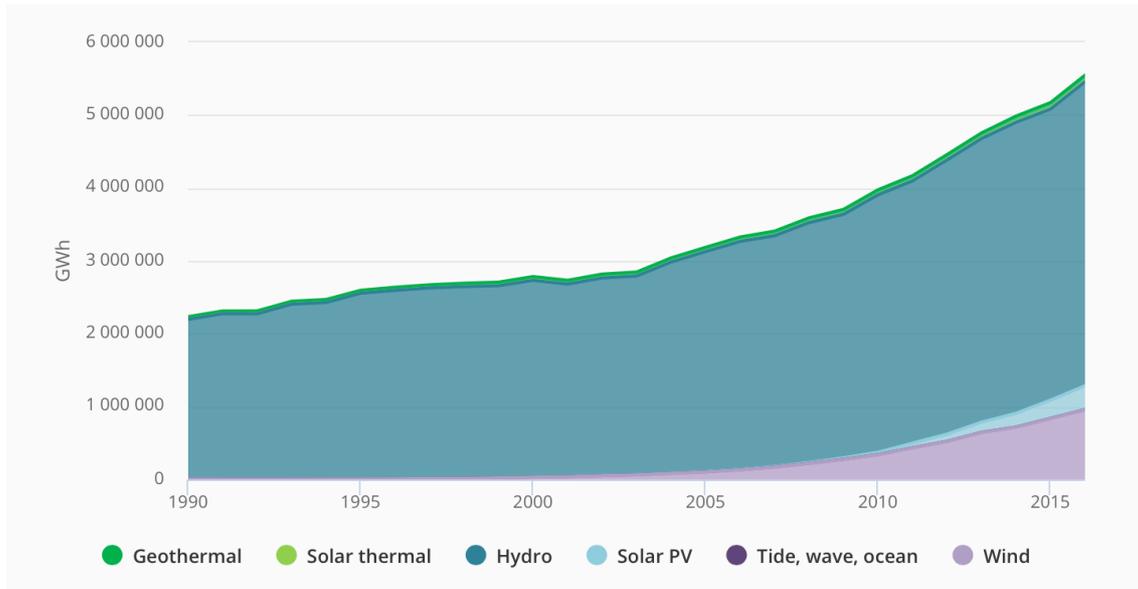


Figura 2. Evolución de la producción energética mundial mediante fuentes renovables en los últimos años. [10]

Otro caso de este proceso de concienciación mundial es claramente visible en los países europeos, puesto que cada vez se consume menos energía en el continente, en la década de 2005 a 2015, por ejemplo, se redujo el consumo de energía en aproximadamente un 10% gracias en su mayor parte al importante desarrollo de la eficiencia energética [11].

Las emisiones de CO₂ y otros gases de efecto invernadero o contaminantes son otras de las principales preocupaciones de la población mundial ya que son fuente de enfermedades para todos los seres vivos, fomentan el fenómeno del calentamiento global y empeoran la calidad de vida de las personas. Todo ello ha llevado a gobiernos, ONG y otras agrupaciones a tomar aquellas medidas que ayuden a disminuir las negativas consecuencias del uso de fuentes de energía convencionales.

El empleo de las fuentes de energía renovables ha ido claramente en aumento en los últimos años, aunque no se han conseguido alcanzar aun los objetivos propuestos en 2007 para el año 2020 en la mayor parte de los países europeos. Lo que si es un hecho constatable, es que todos los países de la Unión Europea han aumentado su producción de energía mediante fuentes renovables lo que supone una disminución de otras alternativas más tradicionales.

En las Figura 3Figura 4 se puede observar como ha sido el incremento en el empleo de energías renovables en los distintos países que conforman la Unión Europea. [12]

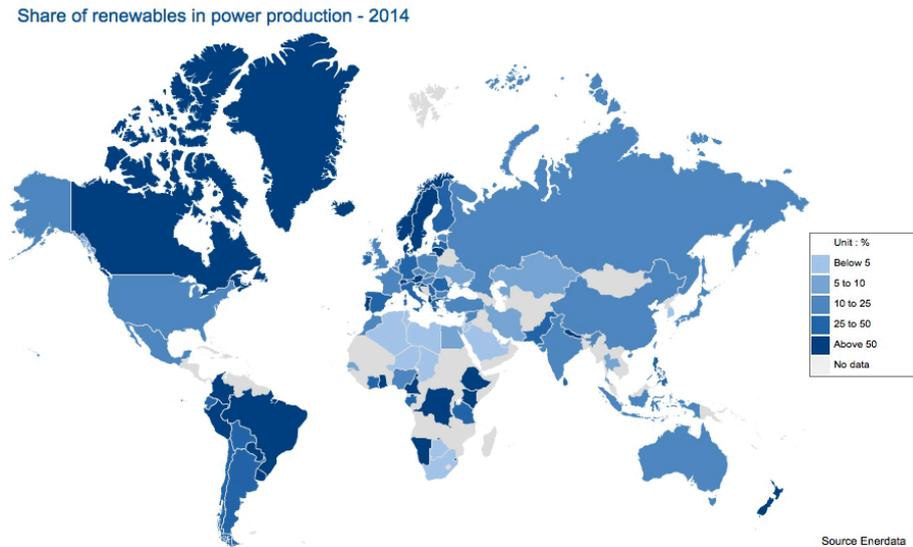


Figura 3. Porcentaje de energía producida mediante fuentes renovables por país. [13]

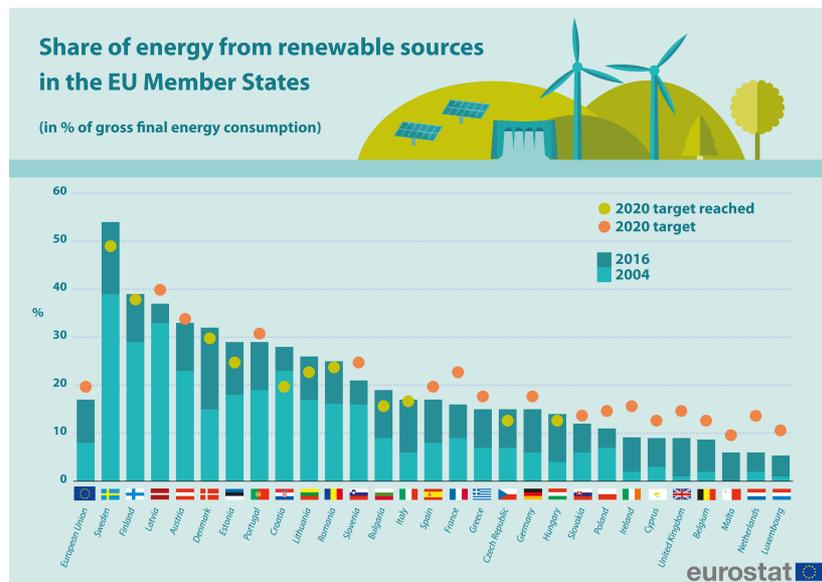


Figura 4. Incremento de energías renovables en la U.E. [14]

Por otro lado, no podemos obviar que este tipo de tecnologías plantean a día de hoy una serie de desafíos técnicos para la gestión del sistema energético en general, y para el sistema eléctrico en particular tales como la no continuidad de la disponibilidad de los recursos, su difícil incorporación a los servicios de regulación primaria o secundaria o la pérdida de inercia en el sistema eléctrico entre otros, que deben ser solucionados con el fin de permitir una mayor integración de las mismas en nuestro sistema eléctrico.

2.2. Situación energética en España.

España es un país que cuenta con una gran cantidad de alternativas para llevar a cabo la producción de energía a nivel nacional, puesto que cuenta con grandes recursos renovables, principalmente solar, eólico e hidráulico, además de minas de carbón y acuerdos con otros países para importar otros recursos energéticos. Por ello cuenta con un mix energético en el cual se emplean muchas de estas alternativas.

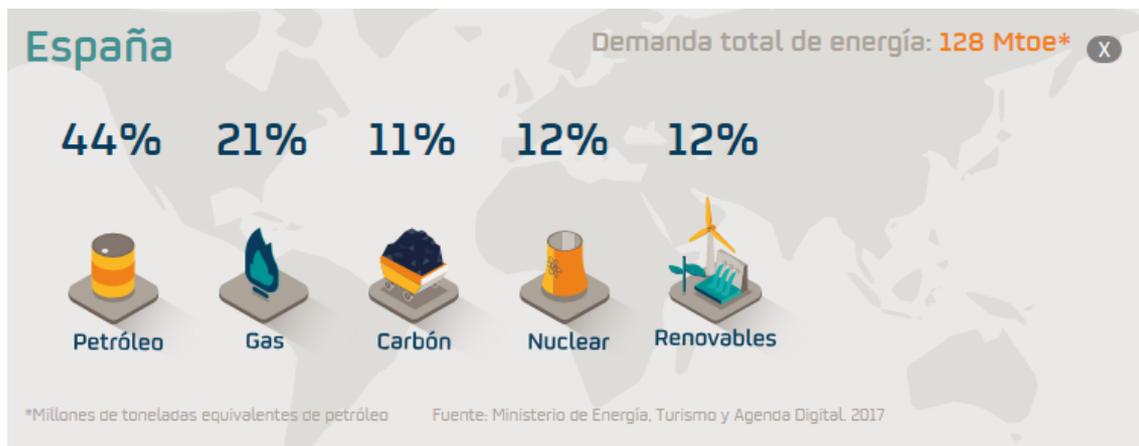


Figura 5. Mix energético de España en el año 2018. [15]

Como se puede apreciar en la Figura 5, la mayor parte de la energía que se consume en la actualidad proviene de combustibles fósiles u otras fuentes de energía no limpias, pero como se ha comentado previamente, en los últimos años se está tratando de cambiar esta tendencia buscando incrementar la proporción de energía generada con fuentes renovables con el fin de minimizar el impacto que se tiene sobre el medio ambiente, para ello se están aplicando políticas que fomenten el uso de las energías renovables, buscando hacerlas más rentables o incluso obligatorias en algunos casos, como por ejemplo la contribución mínima de renovables para el ACS. [16]

Un claro ejemplo se puede ver en la Figura 4, donde se puede observar que en España, en el periodo de 2004 a 2016 el porcentaje de energía consumida de origen renovable se había duplicado, si bien no se habían conseguido alcanzar aún los objetivos propuestos para el año 2020, que son de aproximadamente un 20%.

Hay que destacar que la inversión en el sector renovable en España es muy considerable, principalmente en el sector eléctrico debido a que es en el cual es más sencillo introducir estas alternativas, habiendo alcanzado en el primer trimestre del año 2018 un valor total de 1.500 millones de euros. [17] Gracias a esta fuerte inversión, según datos aportados por Red Eléctrica Española, durante el año 2017 la energía renovable (solar, eólica e hidráulica) fue la principal fuente de producción energética en nuestro país.

Puesto que en el presente trabajo nos focalizaremos más en las fuentes energéticas que se emplean para llevar a cabo la producción eléctrica, es necesario el llevar a cabo un estudio para determinar cual es el estado actual de esta industria en nuestro país.

Según los datos publicados por Red Eléctrica de España en su web para enero de 2019, el mix resultante se muestra en la Figura 6.

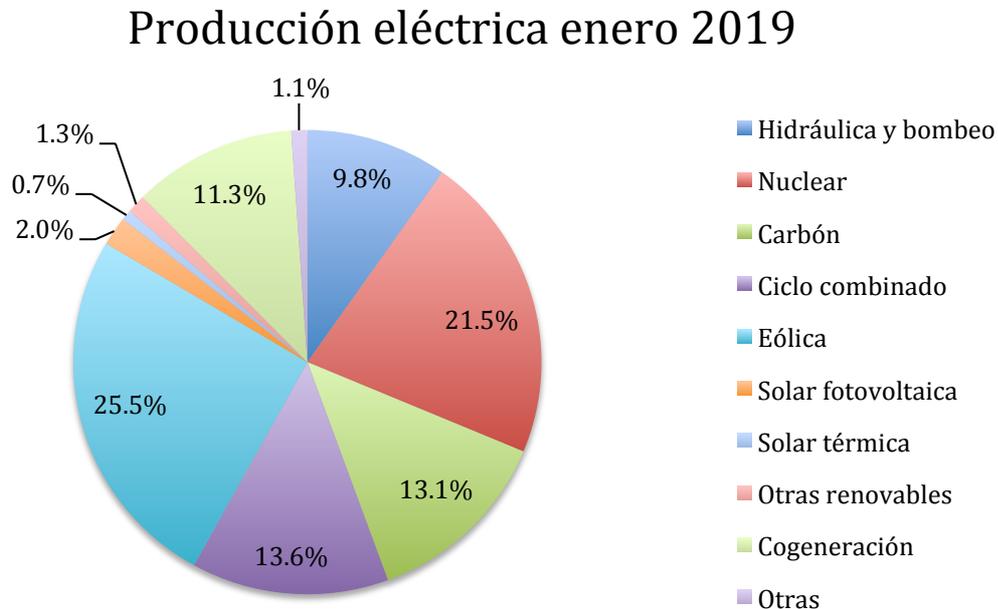


Figura 6. Mix energético para la producción eléctrica en España en 2018. Elaboración propia. [18]

De este gráfico se puede destacar la fuerte apuesta que se ha realizado en nuestro país en relación a las energías renovables en el sector eléctrico, ya que, como se puede apreciar, las fuentes renovables representan casi un 40% de la producción eléctrica nacional total, siendo la energía eólica la que tiene un mayor peso dentro de este bloque. Estos datos nos demuestran la gran relevancia que tiene a día de hoy la producción mediante RES en el sector eléctrico y ponen de manifiesto la criticidad que existe a la hora de incorporar la mismas a los servicios de regulación, permitiendo así optimizar el funcionamiento de la red nacional y hacerla más estable frente a posibles incidencias que puedan suceder en la misma. [18]

2.3. Situación energética en las Islas Canarias.

Puesto que uno de los objetivos del presente proyecto es generar un modelo de un sistema eléctrico basado en uno de los sistemas de las Islas Canarias, es importante también el analizar cuál es el uso que se le da a la energía en las islas para llevar a cabo la producción de la energía eléctrica.

Según datos de Red Eléctrica de España, el mix energético empleado para la producción eléctrica en Canarias durante el mes de abril de 2019 ha sido el que se muestra a continuación.

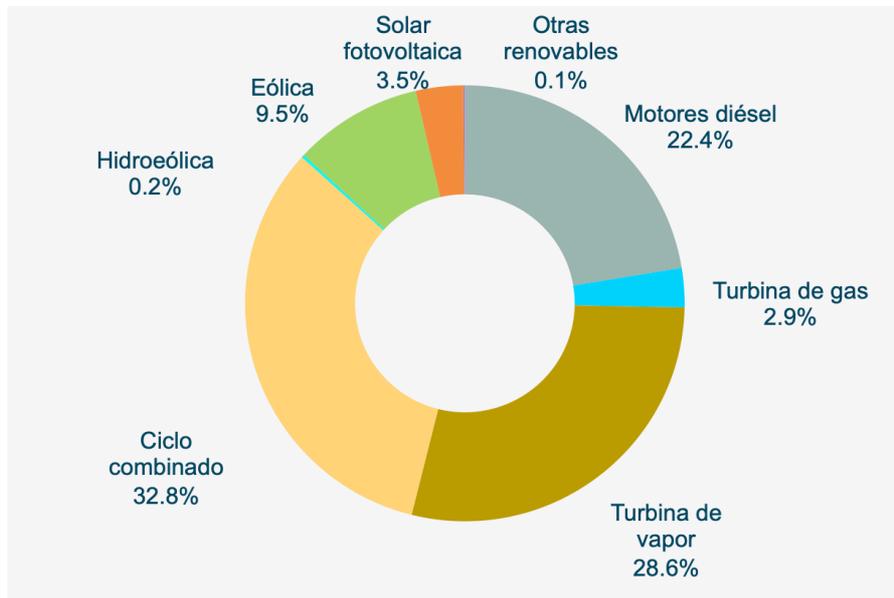


Figura 7. Mix energético para la producción eléctrica en Canarias. [18]

Como se puede apreciar en la Figura 7, el sistema eléctrico de Canarias tiene una gran dependencia de las fuentes de combustibles fósiles como el gasoil, empleado en las turbinas de los ciclos combinados o el diésel, mientras que la producción total mediante fuentes renovables apenas representa un 13,5% de la electricidad total producida.

Este hecho es bastante contradictorio si atendemos a las excepcionales condiciones con las que cuentan las islas para la producción renovable, pudiendo destacar entre otras la elevada incidencia solar (como se muestra en el mapa de la Figura 8), el potencial eólico (como se muestra en el mapa de la Figura 9), o la existencia de zonas de gran potencial geotérmico .

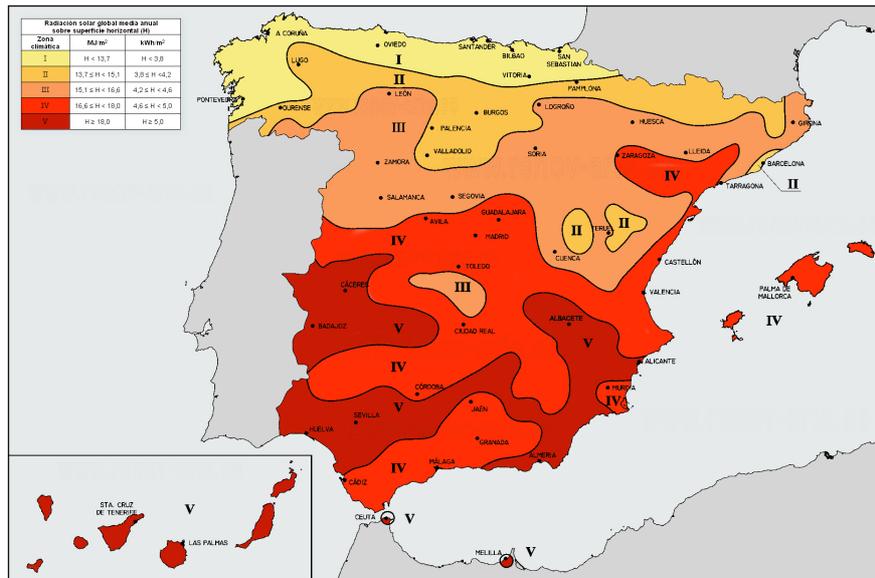


Figura 8. Mapa de radiación solar en España. [19]

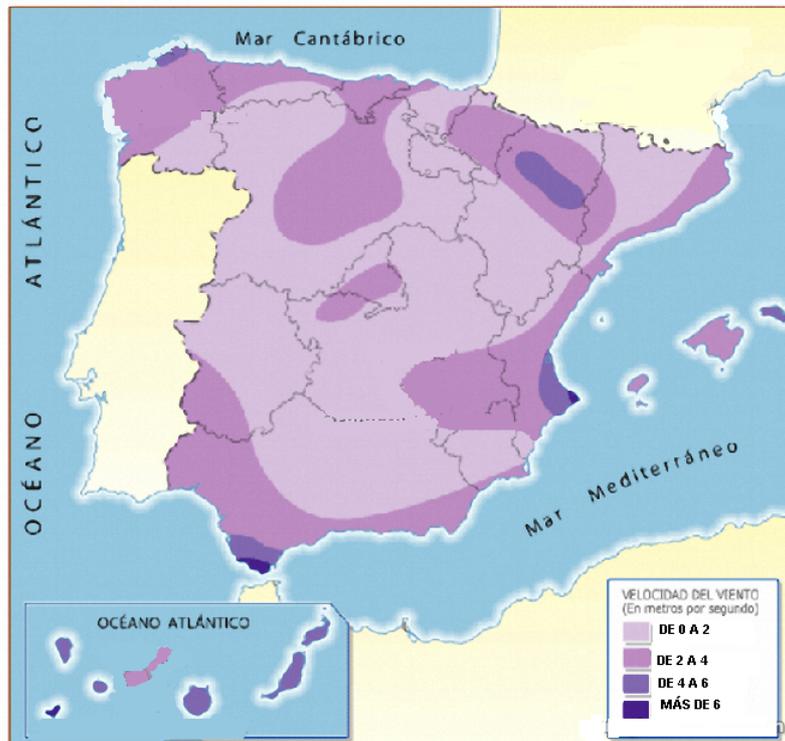


Figura 9. Mapa de potencial eólico en España. [21]

El bajo uso de estas energías actualmente es debido a muchos motivos, tanto técnicos como políticos o económicos sin embargo parece claro que la apuesta para el futuro es el tratar de incrementar su relevancia en la producción energética total del archipiélago, como se puede ver con proyectos como el de la isla de El Hierro, que cuenta con una infraestructura capaz de suplir su demanda con energía 100% renovable [21]. Es por ello por lo que estudios como el que se pretende realizar en este trabajo adquieren una mayor relevancia, por tratar de buscar nuevas formas de incorporar estas energías a la red minimizando los posibles problemas que puedan surgir.

3. La energía eólica.

Como ya se ha comentado anteriormente, en el presente trabajo nos centraremos principalmente en la energía eólica.

Esto se debe a que es la mayor fuente de producción renovable en España a día de hoy y, por lo tanto, la que tendría un mayor impacto en el caso de poder incorporarla a los servicios de regulación.

La energía eólica es una fuente de energía renovable y limpia que emplea una turbina para generar electricidad a partir del viento, generado debido a la diferencia de presión atmosférica en distintos puntos.

3.1 El viento.

El viento se define como el movimiento del aire y se origina principalmente por dos motivos: las diferencias de presiones atmosféricas entre dos puntos, debido a diferencias de temperatura causadas principalmente por distintas incidencias de la radiación solar, el ciclo día-noche, las estaciones, etc. y la fuerza de Coriolis, que es causada por movimiento de rotación de la Tierra sobre su eje.

Además, cabe destacar que a alturas bajas, inferiores a los 100 metros, el viento y sus características se ven también enormemente influenciados por el rozamiento con el suelo, tanto por la rugosidad de la superficie terrestre como por los distintos obstáculos y accidentes geográficos que pueden existir, lo que produce una aceleración considerable según aumenta la altura. Esto se puede ver representado en la Figura 10.

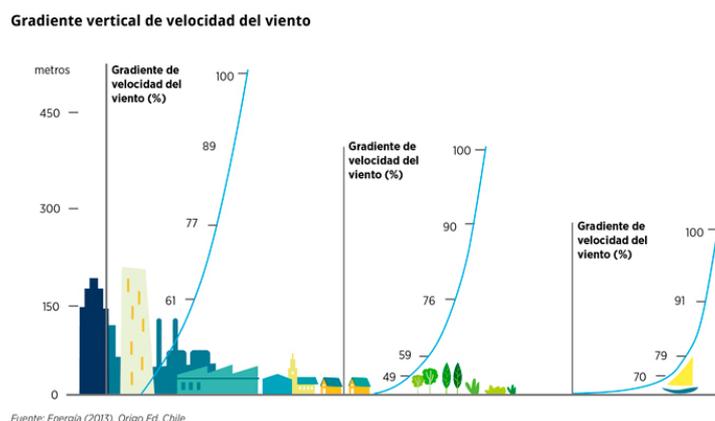


Figura 10. Variación de la velocidad de viento con la altura en distintos lugares. [22]

La meteorología es la ciencia que estudia el estado del tiempo, el medio atmosférico y los fenómenos que se producen en ellos, así como las distintas causas y leyes que los rigen. Dentro de los distintos fenómenos meteorológicos, estos se clasifican de muchas

formas distintas, las más comunes son según su escala temporal, que divide los fenómenos según la capacidad operativa de predicción de los mismos:

- Muy corto plazo: Fenómenos con rango de predicción de 0 a 12 horas.
- Corto plazo: Fenómenos con rango de predicción de 12 a 48 horas.
- Medio plazo: Fenómenos con rango de predicción de 2 a 10 días.
- Largo plazo: Fenómenos con rango de predicción superior a 10 días.

También es muy común el empleo de la escala espacial, que clasifica los distintos fenómenos según el campo que abarcan, así como también según el tiempo de predicción de los mismos:

- Planetaria: Fenómenos que afectan a un área de miles de kilómetros (de carácter global) y que son predecibles a largo plazo.
- Sinóptica: Fenómenos con un impacto de carácter nacional y que tienen una capacidad de predicción de medio/corto plazo.
- Mesoescala: Fenómenos de escala local predecibles a corto plazo.
- Microescala: Fenómenos de carácter inmediato.

Según los distintos estudios realizados sobre el viento en las distintas escalas, se puede afirmar que a la hora de evaluar el potencial eólico del viento en una zona, debemos atender a diversos factores que definen sus características, como son:

- La situación geográfica.
- Las características climáticas.
- Estructura topográfica.
- Irregularidades del terreno.
- Altura sobre el nivel del suelo.

Estos factores y sus posibles combinaciones son los causantes de que en una zona se puedan dar vientos de distintas velocidades, temperaturas, fuerzas, con cambios de dirección o racheados y es muy necesario el tenerlos en cuenta a la hora de decidir llevar a cabo la producción de energía mediante fuentes eólicas. [23]

La producción de energía eléctrica en base a la energía del viento presenta una serie de ventajas y de inconvenientes que se exponen a continuación.

3.2 Ventajas y desventajas de la generación eólica.

A la hora de producir energía mediante la generación eólica, existen tanto ventajas como desventajas que se deben de tener muy en cuenta. Entre las muchas ventajas se pueden destacar las siguientes:

- Reducción de emisiones y residuos: el aprovechamiento de los recursos eólicos nos permite producir electricidad sin necesidad de llevar a cabo la combustión de ningún producto, lo que nos permite eliminar por completo las emisiones de gases nocivos para el ambiente, así como también se eliminan otro tipo de residuos como los producidos en algunos tipos de centrales como las nucleares.
- Inagotabilidad de los recursos: se trata de un recurso que se considera prácticamente infinito, ya que surge del sol y el propio movimiento de la Tierra, y por ello se puede emplear a muy largo plazo.
- Reducción de costes operativos: como se comentó anteriormente, es posible el producir energía sin la necesidad de usar ningún combustible, lo que reduce los costes operativos al mínimo, quedando únicamente los asociados al mantenimiento de los equipos, las conexiones eléctricas del parque eólico y gastos administrativos (principalmente).
Además cabe destacar que son instalaciones con una vida útil estimada de 25 años, lo que a la larga da un mayor peso a este factor económico.
- Flexibilidad de instalación: se trata de equipos que pueden ser instalados tanto en tierra como en el mar, lo que incrementa enormemente la cantidad de superficie disponible para ellos y que son compatibles con otros usos del suelo, como por ejemplo la actividad agrícola. Además en el caso de instalarse en tierra tiene un tiempo estimado de solo 6 meses de construcción e instalación, el cual es inferior a la mayoría de plantas de producción energéticas existentes.

En cuanto a las desventajas que existen a la hora de llevar a cabo la producción de energía eléctrica mediante energía eólica frente a las alternativas convencionales para producir electricidad, se pueden destacar las siguientes:

- Variabilidad de la fuente: el poder producir energía eléctrica depende de forma directa de la cantidad de viento disponible en cada instante y debido a la naturaleza cambiante del mismo podemos encontrarnos con la necesidad de suplir la producción eólica con otra de origen térmico para poder cubrir la demanda.
- Ubicación de los parques eólicos: estos parques deben estar situados en lugares alejados de la ciudad, debido a la gran superficie que ocupan así como a la contaminación acústica que producen.
Esta distancia en relación a los puntos de consumo incrementa además de forma muy considerable la infraestructura necesaria para su operación (transformadores, líneas de transporte...).

- **Impacto sobre la naturaleza:** estas instalaciones están compuestas por grandes estructuras de gran altura, lo que genera un gran impacto visual, así como también causa problemas a aves u otros animales de la zona.
Por otro lado, la superficie necesaria para instalar una cierta potencia de aerogeneradores es muy superior a la necesaria para una instalación de otro tipo de la misma capacidad, lo que requiere de más estudios de viabilidad medioambiental en esas zonas.
- **Operación del sistema:** los aerogeneradores únicamente son capaces de producir energía entre un rango de velocidades de viento determinadas (valores máximo y mínimo). Esto se debe a que es necesario una potencia mínima para poder acoplarse de forma segura a la red, así como que un viento demasiado fuerte puede causar problemas de vibraciones en la estructura, ruidos, etc.
Estas condiciones son claves a la hora de seleccionar donde ubicar nuestra planta de producción eólica.
- **Problemas para el sistema eléctrico:** como se ha comentado ya, los parques eólicos presentan una serie de desafíos al sistema eléctrico, como su incapacidad actual para participar en los servicios de regulación de la frecuencia o de la tensión de los distintos nudos de la red, su variabilidad, etc. [24]

3.3 Aerogeneradores y su clasificación.

Los aerogeneradores son los equipos empleados para transformar la energía mecánica del viento en energía eléctrica que será transmitida a la red para su distribución y posterior consumo.

El funcionamiento básico de estos equipos consiste en transformar la energía eólica (energía cinética del aire en movimiento) en energía mecánica que hace girar las palas del aerogenerador y a través de un sistema de transmisión, generalmente mecánico, se hace girar el rotor de un generador, convirtiendo así la energía mecánica de rotación en energía eléctrica.

Existen múltiples tipos distintos de aerogeneradores según sus características, como por ejemplo la orientación de su eje de giro, el número de palas, el tipo de generador que se emplea, etc. [24]

3.3.1 Clasificación de aerogeneradores según su eje o número de palas.

Si atendemos a como está configurado el eje del rotor del aerogenerador, los tipos principales de aerogeneradores que se deben tener en cuenta son los que se muestran a continuación:

- Aerogeneradores verticales:

Son aerogeneradores que tienen un eje de rotación perpendicular al plano del suelo donde se apoya la base de los mismos.

Sus principales ventajas son que no es necesario el llevar a cabo la instalación de un sistema de orientación, así como que el generador, el multiplicador y muchos de los equipos necesarios se instalan directamente al nivel del suelo, facilitando el montaje y posterior mantenimiento.

Al tratarse de equipos más compactos, es posible instalarlos en lugares de dimensiones más restrictivos.

En cuanto a las desventajas de estos sistemas se destacan una menor eficiencia energética frente a otras configuraciones o la necesidad de equipos de arranque externo.

De los aerogeneradores verticales podemos destacar los siguientes tipos:



Figura 11. Aerogeneradores con rotor Savonius y Darrieus [25] [26]

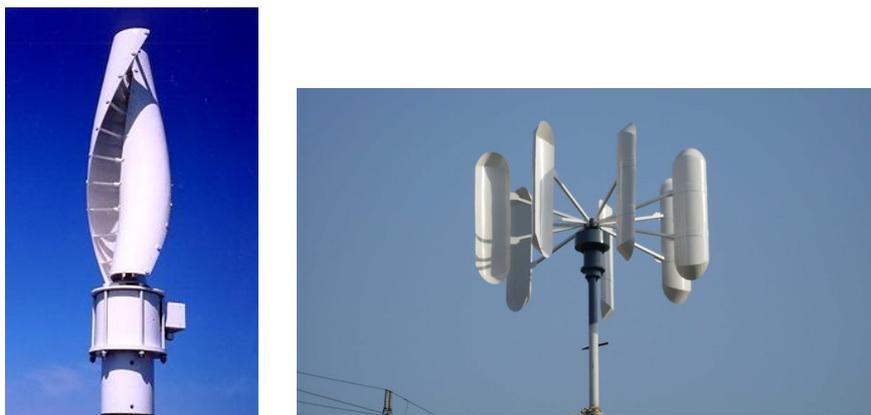


Figura 12. Aerogenerador con rotor Windside y Giromill [27][28]

- Aerogeneradores horizontales:

Son aquellos aerogeneradores más convencionales, en los que el eje de rotación es paralelo al suelo.

En comparación con los equipos de eje vertical estos tienen una mayor eficiencia energética, alcanzan mayores velocidades (lo que hace que se necesiten cajas de multiplicación de giro menores), además de que el poder operarlos a mayor altura permite aprovechar mejor el aumento de velocidad del con la altura.

Los más comunes son los aerogeneradores monopala, bipala o tripala.



Figura 13. Aerogenerador monopala y bipala [29][30]



Figura 14. Aerogenerador tripala. [31]

De todas estas variantes, los más comunes y de mayor rendimiento, son los aerogeneradores horizontales de tres palas y es por ello que durante el presente trabajo nos centraremos en esta configuración en lugar de en las demás.

En la Figura 15 se puede ver representada la eficiencia de las distintas configuraciones vistas, en relación al coeficiente de velocidad λ (relación entre la velocidad del viento y la del extremos de las palas) que será explicado más adelante en el presente documento.

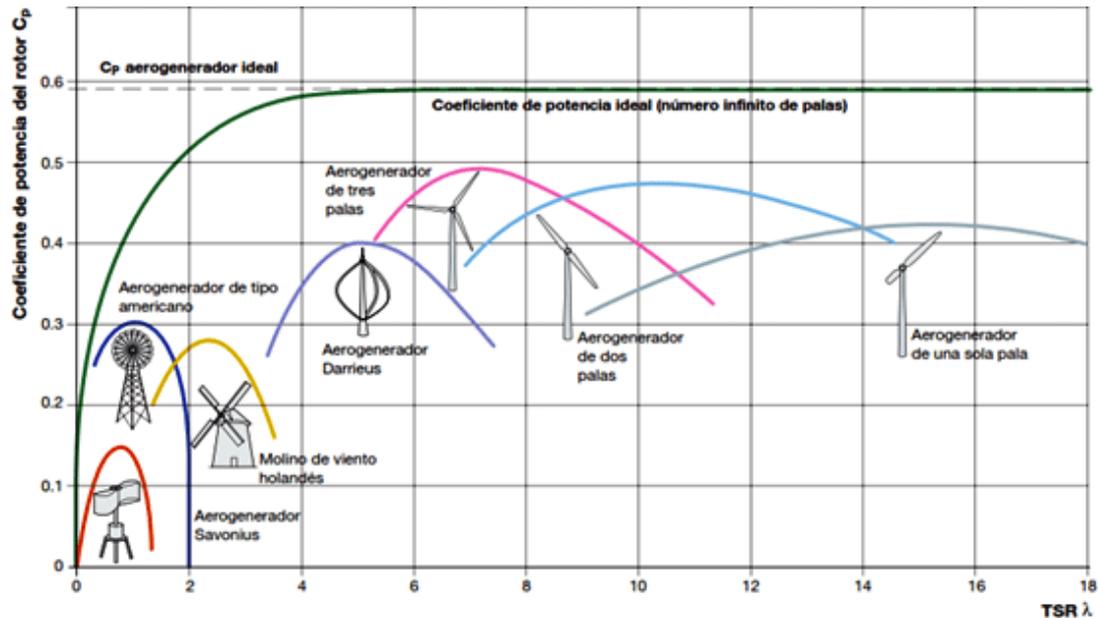


Figura 15. Clasificación de aerogeneradores. [32]

3.3.2 Clasificación de aerogeneradores según su orientación.

Esta clasificación solo se aplica a aerogeneradores de eje horizontal, ya que los de eje vertical no necesitan orientarse frente al viento, como se comentó en el apartado anterior.

Según como se orienten al viento, los aerogeneradores de eje horizontal se dividen en dos grupos:

- Barlovento: son aquellos en los que el aire se encuentra en primer lugar con las palas que con la torre. Se trata de equipos más eficientes ya que en ellos la torre no representa una interferencia con el viento. Tiene la desventaja de que no son capaces de orientarse de forma directa e independiente a la dirección del viento y necesitan de equipos para orientarse de forma correcta.
- Sotavento: son aerogeneradores en los que el viento encuentra primero la torre de los mismos que el rotor. Si bien cuentan con la ventaja de poder orientarse según la dirección del viento sin necesitar equipos externos, estos deben diseñarse teniendo en cuenta una mayor flexibilidad del rotor para resistir las fuertes rachas de viento, así como también presentan una menor eficiencia.

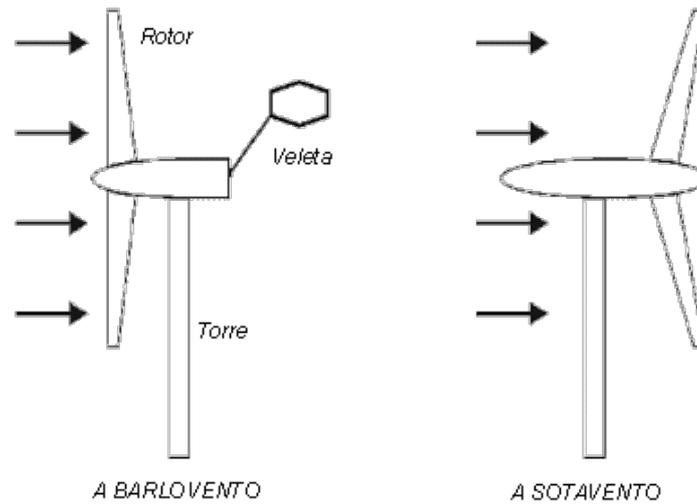


Figura 16. Representación de aerogeneradores según su orientación al viento. [33]

3.3.3 Clasificación de aerogeneradores según la zona en la que se encuentran.

Según el lugar donde se instalen podemos hablar principalmente de dos tipos de aerogeneradores, los on-shore, instalados en tierra, y los off-shore, instalados en el mar, teniendo cada uno de ellos sus propias ventajas: [34]

- Ventajas de aerogeneradores on-shore:
 - El tiempo necesario para llevar a cabo el estudio de impacto, evaluación del terreno, construcción instalación... es muy inferior, así como también lo son los costes de su instalación y los asociados al mantenimiento de las instalaciones.
 - No es necesaria la instalación de equipos y cableados resistentes a ambientes marinos que permitan conectar el parque con la red terrestre.
 - Los costes de instalación, la complejidad de la estructura y la cimentación es menor que en el caso de hacerlos off-shore, donde además estos se ven incrementados al aumentar la profundidad de instalación.
 - En comparación con los parques off-shore, situados en el mar, el espacio necesario que debe dejarse libre entre los aerogeneradores, para evitar que generen interferencias en las corrientes de aire, es considerablemente menor.



Figura 17. Aerogeneradores on-shore. [35]

- Ventajas de aerogeneradores off-shore:
 - En el mar existe una mayor continuidad de las corrientes de viento, por no existir obstáculos que reduzcan la velocidad o cambien la dirección del viento esto junto con el hecho de que la intensidad de las corrientes de viento son superiores aumenta enormemente la productividad.
 - Existe una gran cantidad de superficie disponible, lo que permite construir parques de mayor tamaño y capacidad que además al estar alejados de la costa también reduce el impacto visual y el ruido que generan de los mismos.
 - Debido a que las turbulencias que se generan en las corrientes de aire son menores en el mar que en tierra, el riesgo de sufrir problemas debido a la fatiga de los materiales es considerablemente menor que en los parques on-shore, además de evitarse sobrecostes debido al uso de estructuras capaces de soportar ambientes salinos.

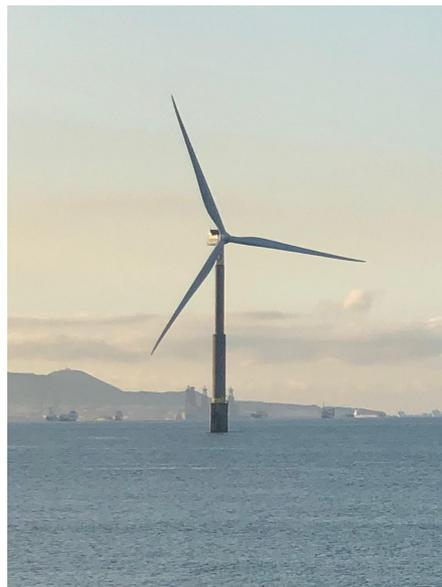


Figura 18. Aerogenerador off-shore situado en la costa de Gran Canaria. Elaboración propia.

3.3.4 Clasificación de aerogeneradores según su tipo de generador.

El tipo de generador empleado es una de las variables más importantes que se deben tener en cuenta a la hora de escoger qué aerogenerador se va a instalar, puesto que influye tanto en la estrategia de control a emplear, como en los límites de funcionamiento del mismo.

Principalmente los generadores se pueden clasificar en síncronos (aquellos que generan una corriente alterna que es múltiplo de la velocidad de giro de los mismos) y asíncronos (la frecuencia de corriente les viene impuesta de forma externa).

El hecho de emplear generadores de un tipo u otro tiene repercusión incluso en la forma de conectarlos a la red, pudiendo conectar los generados asíncronos directamente a la misma, mientras que los síncronos deben de conectarse de forma indirecta a la misma, necesiándose diferentes equipos para poder acondicionar la corriente producida a las condiciones de la red.

Cabe destacar que el escoger un tipo de generador u otro también tendrá influencia sobre la capacidad de variar la velocidad del aerogenerador, pudiendo tener uno de velocidad constante (apenas tienen capacidad para variar su velocidad) o de velocidad variable (mayor rango de velocidades).

Los tipos de generadores más empleados para los aerogeneradores son los siguientes:

- Generador asíncrono de jaula de ardilla:

Toma su nombre de la particular forma de su rotor que consta de dos partes. En primer lugar cuenta con un núcleo de hierro, formado por placas con muy poco espacio de separación y una serie de barras de cobre o aluminio, ligeramente inclinadas para evitar el ruido y las vibraciones, conectadas a unos anillos metálicos en sus dos extremos.

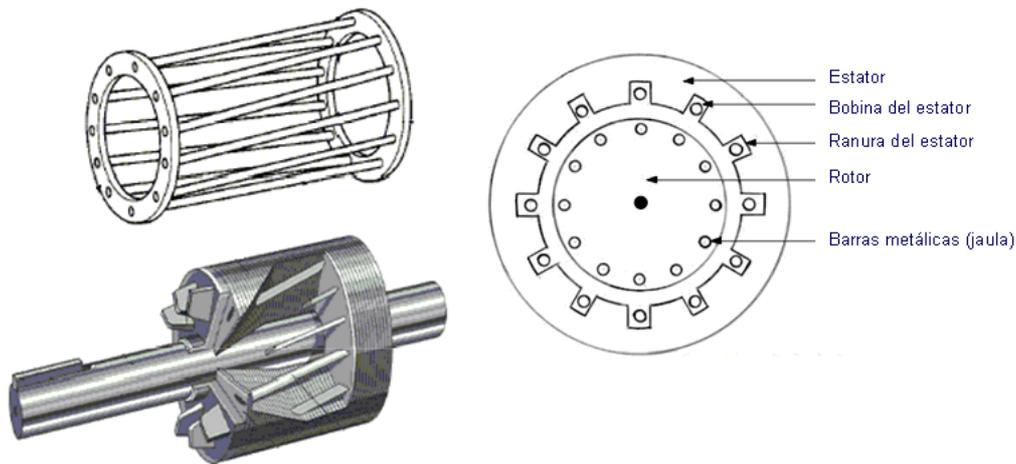


Figura 19. Generador asíncrono de jaula de ardilla. [36]

Este tipo de generadores se pueden emplear tanto para turbinas de velocidad constante, siendo este el diseño más antiguo de generador eólico de energía eléctrica, o para turbinas de velocidad variable.

En el caso de emplearse para turbinas de velocidad constante, presentan la ventaja frente a otras configuraciones de aerogeneradores de tener un mayor nivel de fiabilidad, robustez y coste de adquisición, debido a la ausencia de contactos rozantes así como a la sencillez de su rotor.

Por otro lado, cabe destacar que también cuenta con una serie de limitaciones entre las que se destaca el reducido rango de velocidades en los que puede trabajar, puesto que únicamente permite un nivel de deslizamiento de un 6% antes de comenzar a alterar las características de la corriente generada en comparación con la red, aunque se puede resaltar que existe una estrategia de control del aerogenerador que permite a este entrar en pérdidas, disminuyendo la fuerza que ejerce el rotor sobre las palas manteniendo así su velocidad para distintas velocidades de viento.

Por otro lado, en el caso de que desee emplearse este tipo de generadores para turbinas de velocidad variable se cuenta con la ventaja de que el aerogenerador será capaz de generar independientemente de cuál sea la velocidad del rotor en un momento dado, incrementando así el rango de operación de la turbina.

Esto es posible gracias al uso de un convertidor *back-to-back* que controla la potencia activa y reactiva que se suministra a la red y las condiciones en las que se realiza este suministro. Cabe destacar, que debido a que toda la potencia generada debe de pasar a través de este convertidor, este debe de estar correctamente dimensionado siendo el mayor limitante para generar turbinas de gran potencia con esta configuración. [24]

- Generador asíncrono con control de deslizamiento:

Se emplean como solución simple para turbinas de velocidad variable y constan de un rotor formado por un bobinado de conductores en unas ranuras (debe de contar con el mismo número de pares de polos que el estator), así como de una resistencia variable que se emplea para llevar a cabo el control del deslizamiento, de tal forma que es posible controlar tanto el par generado en la turbina como la velocidad de giro de la misma, dentro de unos límites, mediante la variación del valor de esta resistencia.

Para cerrar el circuito de cada uno de los conductores bobinados, estos generadores cuentan con unos anillos rozantes, existiendo un anillo por cada conjunto de conductores bobinados. A través de estos anillos rozantes se puede acceder a los circuitos del rotor, permitiendo así extraer o inyectar la energía en el mismo.

El principal inconveniente que surge con el empleo de estos anillos rozantes es el hecho de que se puede acceder a ellos mediante el contacto con escobillas, que sufren un gran desgaste debido a la velocidad de giro del sistema, obligando a llevar a cabo tareas de mantenimiento adicionales en comparación con otras configuraciones de turbinas eólicas.

En la Figura 20 se puede ver una representación de un generador asíncrono con control de deslizamiento que cuenta con tres grupos de conductores bobinados y por lo tanto tres anillos rozantes.

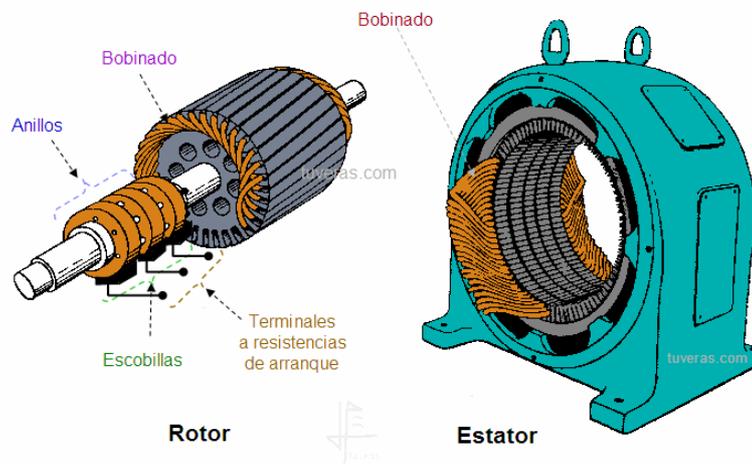


Figura 20. Generador asíncrono con control de deslizamiento. [37]

El control del par electromagnético generado por estos equipos puede llevarse a cabo mediante el uso de resistencias rotóricas variables conectadas en serie, conocidas como reóstatos, que nos permitan modificar la resistencia que el circuito presenta frente al rotor o bien mediante un sistema que permite recuperar la energía mediante el uso de componentes electrónicos y adecuarla para ser suministrada a la red.

- Generador asíncrono doblemente alimentado (DFIG – *Doubly Fed Inducted Generator*):

Al igual que en el caso anterior, se trata de un aerogenerador con rotor bobinado y alimentado por un convertidor *back-to-back*, cuya función es en primer lugar convertir a continua la corriente generada en el rotor. Una vez convertida esa energía es conducida a través de un circuito de control de corriente continua hasta un alternador donde se transforma de nuevo a corriente alterna, pero con las condiciones necesarias para ser vertida a la red sin causar ninguna incidencia.

De esta forma se puede emplear el primer convertidor para regular la amplitud, frecuencia y la fase de la tensión que se le aplica al rotor, mientras que el segundo convertidor se emplea para llevar a cabo la regulación de las potencias activa y reactiva que se vierten a la red.

Adicionalmente el estator se conecta de forma directa a la red, sin ser necesario ningún tipo de convertidor, puesto que este ya cuenta con las características necesarias para poder pasar a la red.

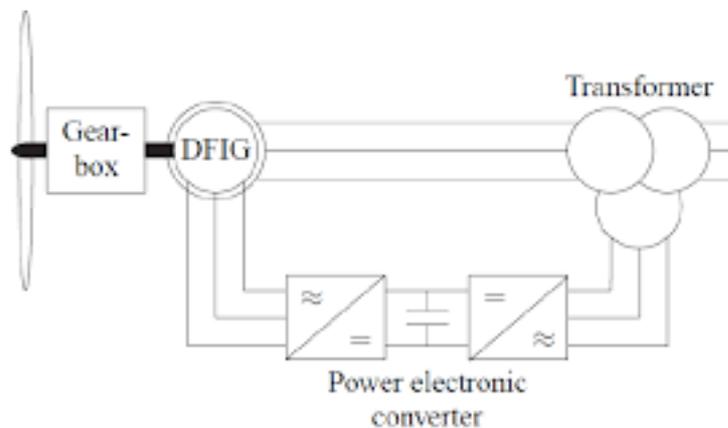


Figura 21. Esquema de generador asíncrono doblemente alimentado (DFIG). [38]

Frente al generador asíncrono con control de deslizamiento, presenta la ventaja de que permite el control de la potencia vertida a la red en un amplio rango de velocidades de rotor, siendo el sistema más eficaz y rentable de los vistos hasta ahora. Por este motivo, el uso de este tipo de generadores está muy extendido a día de hoy siendo el generador por excelencia de los nuevos parques eólicos.

Debido a la gran aceptación que han tenido este tipo de generadores para su instalación en aerogeneradores, esta será la configuración que consideremos para la posterior elaboración del modelo de aerogenerador a emplear. [24]

- Generador asíncrono con rotor bobinado:

Al igual que en algunos de los casos anteriores, estos generadores también cuentan con un rotor bobinado a través de cuyos conductores es necesario que circule una corriente eléctrica en continua. Generalmente esta corriente se logra mediante el empleo de una fuente de corriente externa conectada al sistema, utilizando tanto escobillas como anillo rozantes (excitación independiente), aunque también es posible que esta alimentación de corriente se realice mediante parte de la corriente que es extraída del estator.

En el caso de que se empleen fuentes de excitación externas, las soluciones más comúnmente empleadas son:

- El uso de una fuente de corriente alterna, para lo cual es necesario que se emplee un rectificador capaz de convertirla en corriente continua.
- El empleo de un rectificador que transforme la corriente alterna del generador en corriente continua donde parte de esa corriente será tomada para alimentar el rotor. El resto de la corriente circulará a través de un circuito hasta un inversor donde se volverá a transformar en corriente continua que más tarde se debe ajustar a las condiciones de la red. En Figura 22 se puede ver un esquema de esta configuración.

Se trata de una configuración similar al *back-to-back* pero con algunas diferencias y modificaciones. [39]

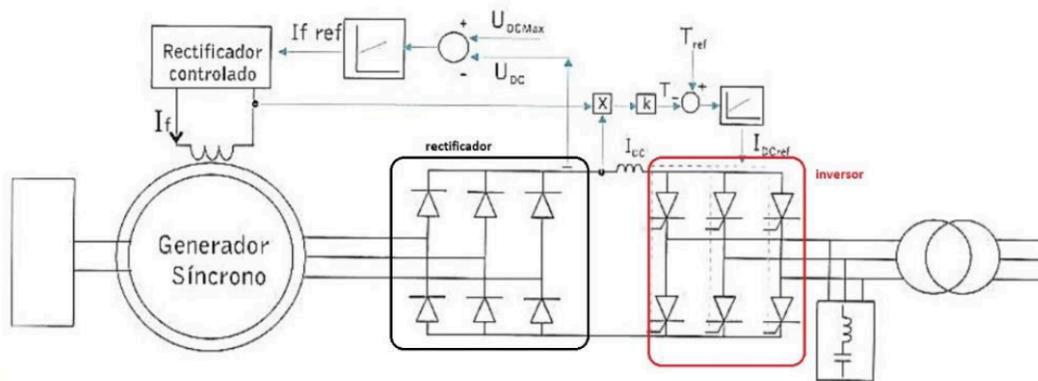


Figura 22. Generador asíncrono con rotor bobinado. [39]

- Generador asíncrono con imanes permanentes:

Se trata de una variante del caso anterior, en el cual se sustituye el rotor bobinado con alimentación de corriente continua, por un rotor dispuesto con imanes permanentes en su periferia, lo que ahorra la necesidad de contar con un circuito de alimentación de corriente externa, así como el uso de las escobillas y los anillos rozantes para su conexión.

Se trata de un sistema más sencillo y eficiente que el propuesto anteriormente, ya que se eliminan varios componentes del sistema y, en comparación, se ahorra un 20% de energía al no ser necesario generar el campo electromagnético. A su vez no requiere de tareas de mantenimiento en el rotor tan frecuentes como en el caso del generador asíncrono con rotor bobinado. [24]

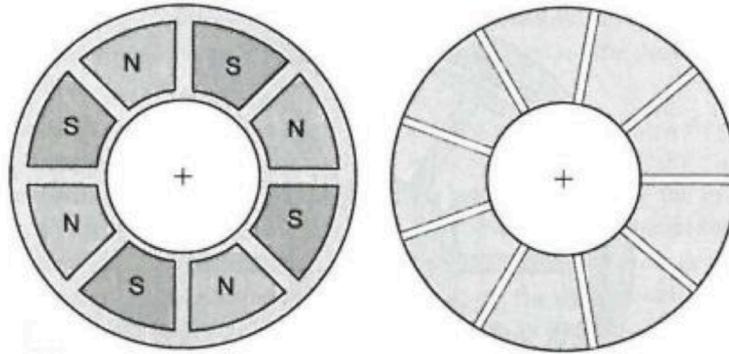


Figura 23. Generador asíncrono con imanes permanentes. [40]

3.3.5. Principales elementos de un aerogenerador.

Los componentes principales de un aerogenerador horizontal son los siguientes: [41]

- Palas del rotor: Se trata de elementos que, con su giro, capturan el viento y transmiten su energía al buje. Pueden ser de muy distinto tamaño, aunque actualmente las más empleadas tienen una longitud media de unos 30 metros.
- Buje: Es el componente que une las palas con el sistema de rotación y constituye el centro del rotor, al cuál se conectarán los álabes. Puede transmitir la energía de forma directa al generador o bien estar conectada al árbol de baja velocidad de una multiplicadora.
- Equipo multiplicador de potencia: Se sitúa entre los dos ejes y es el responsable de que el eje de alta velocidad gire unas 50 veces más rápido que el de baja velocidad.
- Ejes de baja y alta velocidad: El eje de baja velocidad conecta el buje con el equipo multiplicador, mientras que el de alta velocidad conecta con el generador y está dotado con freno de disco para emergencias.
- Generador: Generalmente se trata de un generador asíncrono, que convierte la energía mecánica obtenida del giro de las palas en energía eléctrica que será vertida a la red para el consumo.

- **Góndola:** Habitáculo donde se encuentran los equipos empleados para la generación de la energía eléctrica.
- **Veleta:** Dispositivo que permite conocer tanto la velocidad, como la dirección del viento.
- **Controlador:** El aerogenerador está dotado de un equipo capaz de monitorizar en todo momento las condiciones de funcionamiento para controlar su velocidad de giro, orientación... En caso de anomalías de funcionamiento es capaz de detener el aerogenerador y avisar al técnico necesario.
- **Torre:** Como se ha expuesto anteriormente la velocidad del viento aumenta al aumentar la altura sobre el suelo, por ello es necesaria una estructura cuya función es soportar la góndola y el resto de los elementos a una altura determinada.

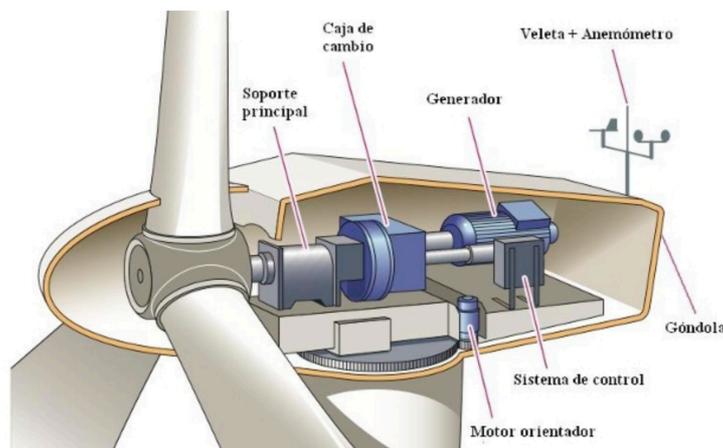


Figura 24. Esquema de los principales componentes de un aerogenerador. [41]

3.4. Principios matemáticos de funcionamiento.

Para llevar a cabo el estudio completo de un aerogenerador debemos tratar de entender el funcionamiento de sus dos principales partes por separado, la parte mecánica del aerogenerador, que se encarga de extraer la potencia mecánica del viento; y una segunda parte eléctrica, cuya función es convertir esa potencia mecánica en potencia eléctrica que será vertida a la red cumpliendo las condiciones de la misma (valores de tensión, frecuencia. etc.). [42]

3.4.1 Potencia mecánica obtenida del viento.

Para llevar a cabo el estudio aerodinámico del viento, en el presente trabajo se ha decidido estudiar el caso de corrientes de aire simple que inciden sobre las palas del aerogenerador de forma directa y paralelas el eje de giro de las mismas, despreciando por el momento los problemas asociados a turbulencias, inclinación, desalineaciones, etc.

También cabe destacar el hecho de que este análisis no es aplicable a los equipos con eje de giro vertical (vistos anteriormente) que en algunos casos se enfrentan a otro tipo de limitaciones.

La energía eléctrica que podemos obtener en un aerogenerador es gracias a su capacidad para absorber la energía cinética del viento que circula a través del mismo.

La energía o la potencia mecánica, P_m , que se podrá obtener en una turbina, dependerá de una gran cantidad de factores diferentes, como se ha dicho anteriormente, algunos de ellos son, por ejemplo, las características principales del aire que incidirá sobre ellas como la densidad (ρ), velocidad (v_w) o la viscosidad (μ), así como también las características de los propios aerogeneradores, que supondremos de la misma familia pero distintos tamaños, como son el diámetro (D), la velocidad de giro de las palas (w), la rugosidad de la pala (K), el ángulo de pala (β) o la orientación del aerogenerador (ψ).

$$P_m = f(\rho, v_w, \mu, D, w, K, \beta, \psi \dots) \quad (1)$$

Como ya se ha comentado, se considerará un tubo de corriente que incidirá de forma directa sobre el aerogenerador, como el que se muestra en la Figura 25.

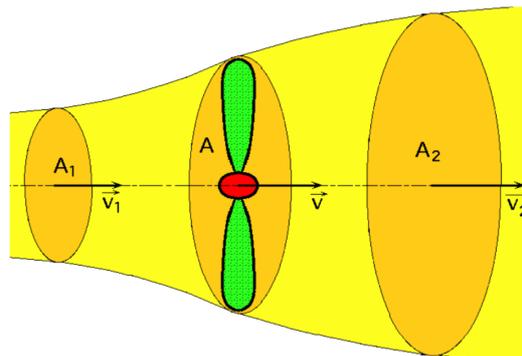


Figura 25. Esquema de la velocidad de entrada y salida del viento en la turbina. [43]

Como se puede apreciar en la Figura 25, el aire que incide lo hace con una velocidad v_1 y sale a una velocidad v_2 , siendo esta reducción de energía cinética la que se aprovecha para producir energía eléctrica.

Se puede determinar la velocidad del aire en el contacto con las palas de la turbina mediante el factor de velocidad inducida, a :

$$v_2 = v_1 \cdot (1 - 2a) \quad (2)$$

$$v = v_1 \cdot (1 - a) \quad (3)$$

Por lo tanto:

$$v = \frac{v_1 + v_2}{2} \quad (4)$$

De tal forma que la potencia transmitida al aerogenerador vendrá dada por la siguiente expresión:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho \cdot v \cdot \frac{\pi D^2}{4} \cdot (v_1^2 - v_2^2) \quad (5)$$

Como se puede observar, cuanto mayor sea la capacidad de frenado de la turbina, menor será v_2 con lo que el segundo término disminuirá, pero también será menor el valor de v y decrecerá el primer término, de forma que se deduce que hay un valor óptimo de a que nos aporta la máxima potencia mecánica a extraer del viento, que se obtiene de la siguiente expresión:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho \cdot v_1^3 \cdot \frac{\pi D^2}{4} \cdot (1 - a)(1 - (1 - 2a)^2) \quad (6)$$

Derivando e igualando a 0 esa expresión, se obtiene que el valor óptimo de a es 1/3 y por lo tanto queda la potencia mecánica cómo:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho \cdot v_1^3 \cdot \frac{\pi D^2}{4} \cdot \frac{16}{27} \quad (7)$$

Si lo expresamos de forma adimensional:

$$\frac{P_m}{\frac{1}{2} \rho \cdot v_1^3 \cdot \frac{\pi D^2}{4}} = C_p \quad (8)$$

Este coeficiente C_p nos indica el tanto por uno de la potencia asociada a la energía cinética, que somos capaces de extraer del viento.

Como hemos visto, pese a usar el valor óptimo de a para determinar las velocidades del aire en la turbina, el valor máximo del coeficiente C_p es de 16/27, es decir 0,593, a este valor se le conoce cómo límite de *Betz*, que nos indica que cómo máximo una turbina puede convertir y aprovechar el 59,3% de la energía cinética que recibe.

En la mayoría de situaciones sin embargo, esta expresión del C_p se suele simplificar de forma que únicamente pase a depender del valor del ángulo de inclinación de la pala (β) y del coeficiente de velocidad específica (λ).

Este coeficiente de velocidad específica es la relación entre la velocidad del viento y la de la punta de la pala:

$$\lambda = \frac{w \cdot D}{2 \cdot v} = \frac{R \cdot w}{v} \quad (9)$$

Y la relación con el C_p se puede apreciar en la Figura 26, para diferentes ángulos de las palas del aerogenerador.

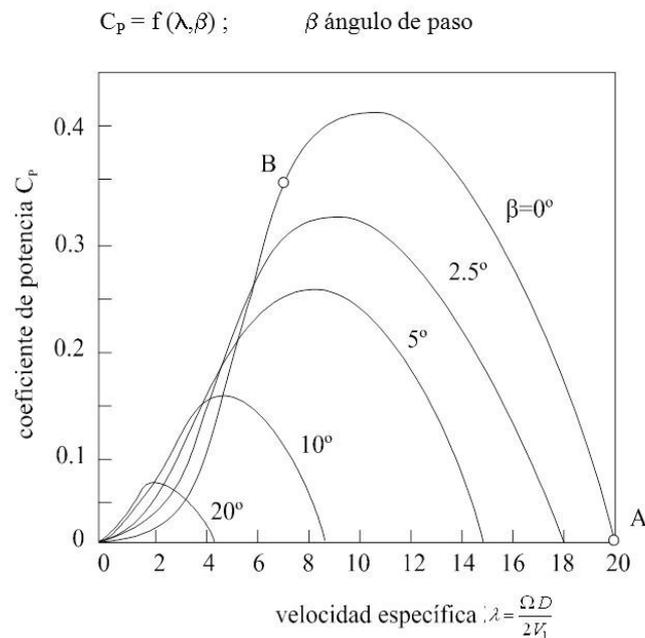


Figura 26. Valor del coeficiente de potencia para distintos valores de la velocidad específica. [44]

Finalmente podemos determinar la potencia mecánica obtenida en el aerogenerador como:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho \cdot v_1^3 \cdot \pi \cdot R^2 \cdot C_p \quad (10)$$

Se puede determinar por tanto, que la potencia mecánica obtenida, para un aerogenerador dado únicamente depende de la velocidad del viento y el coeficiente de potencia.

También se puede emplear la expresión del coeficiente de velocidad específica para expresar la potencia en función de la velocidad del rotor de la máquina.

$$\lambda = \frac{R \cdot w}{v} \leftrightarrow P_m = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 \cdot \left(\frac{R \cdot w}{\lambda} \right)^3 \cdot C_p \quad (11)$$

De esta expresión se determina que existe un valor óptimo de λ y w que nos darán la máxima potencia que se puede extraer de un viento dado en nuestro aerogenerador.

$$P_{max} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 \cdot \left(\frac{R \cdot w_{opt}}{\lambda_{opt}} \right)^3 \cdot C_p \quad (12)$$

Este valor de máxima potencia se puede ver muy fácilmente al analizar la curva característica de potencia-velocidad de un aerogenerador dado, que se muestra en la Figura 27.

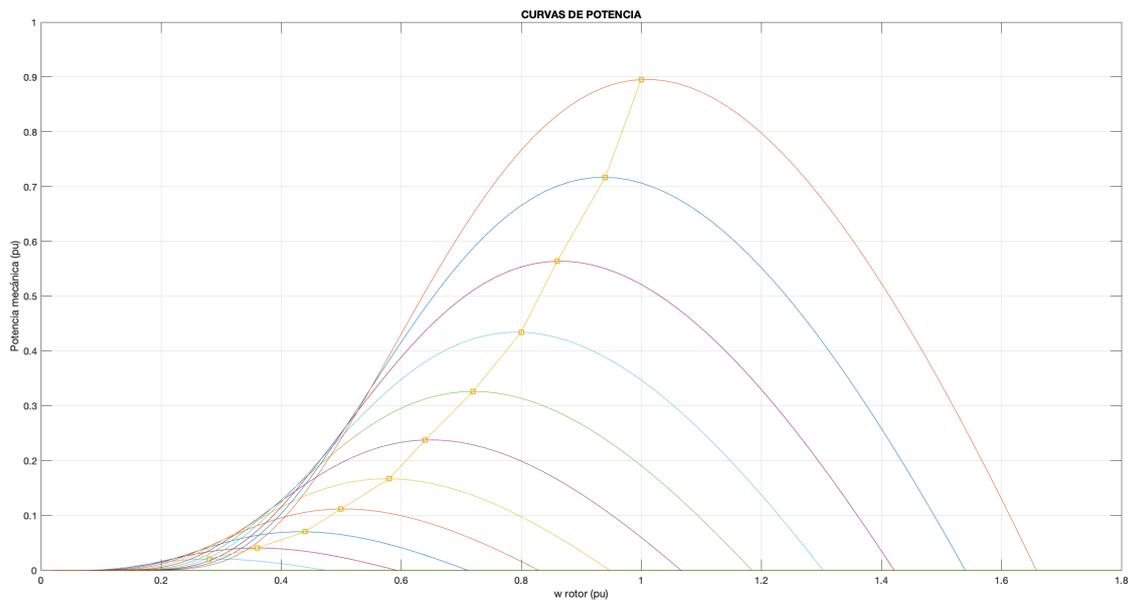


Figura 27. Curvas de potencia del aerogenerador para distintas velocidades de viento en pu del aerogenerador. Elaboración propia.

En esta curva lo que se muestra es la potencia mecánica que se obtendría del viento en función de la velocidad de giro del rotor, para distintos valores de velocidad del viento, así como también se ha añadido una línea que nos muestra la potencia máxima, y su correspondiente, para cada velocidad de viento.

Para algunos casos también es interesante representar esta misma expresión pero haciendo referencia al par mecánico máximo que podríamos obtener en unas ciertas condiciones dadas como:

$$T_{max} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 \cdot \left(\frac{R}{\lambda_{opt}} \right)^3 \cdot C_p \cdot w_{opt}^2 \quad (13)$$

3.4.2. Potencia eléctrica obtenida del aerogenerador.

Una vez determinada la potencia mecánica capaz de generar nuestro aerogenerador, es necesario estudiar el proceso para convertirla en potencia eléctrica.

La potencia mecánica del giro de las palas se transmite mediante un eje hasta la caja multiplicadora, donde se busca incrementar el número de vueltas de la misma en función de las condiciones del generador que se esté empleando.

El valor de la conversión de la velocidad de giro de la multiplicadora (relación de transformación) vendrá dado por la siguiente expresión.

$$w_{r1} = \frac{2\pi \cdot f}{n^{\circ} \text{ de pares de polos}} \cdot w_{r2} \quad (14)$$

Este nuevo giro es transmitido de nuevo mediante un eje hasta el generador que se encarga de producir la energía eléctrica en base al giro de un campo electromagnético generado.

Esta energía eléctrica producida es convertida a corriente continua en un rectificador de señal y transportada por un bus de continua hasta un inversor y un transformador, cuya función es volver a convertir la corriente en alterna a la frecuencia y tensión que requiere el sistema, de forma que no haya ningún problema a la hora de incorporarla a la red.

Además de esto, con el objetivo de llevar a cabo un control de la potencia generada por el aerogenerador y las tensiones del sistema, se conectan una serie de elementos electrónicos así como condensadores en el bus de continua, donde se evalúa el valor de la tensión del condensador y otros valores como medida de control.

$$C = \frac{Q}{V} \quad (15)$$

3.5 Principales estrategias de control de los aerogeneradores.

El objetivo del presente trabajo es tratar de analizar el impacto que tendría la inclusión de fuentes de energía renovables en los servicios de regulación primaria de la frecuencia, con el fin de poder determinar hasta qué punto afectan a la estabilidad de los sistemas, desde el punto de vista de la estabilidad de la frecuencia.

Sin embargo, las estrategias de control empleadas tradicionalmente para la producción energética mediante fuentes renovables no permite el incorporara a estas dentro de dichos servicios. Es por ello por lo que se plantea el operar los aerogeneradores siguiendo una estrategia diferente a la que se suele llevar a cabo tradicionalmente en este tipo de equipos. [45][46]

Debido a la gran penetración de la generación eólica en la red eléctrica en los últimos años, se ha establecido como aspecto clave el operar tanto los aerogeneradores como el resto de las renovables de forma que estas siempre estén aportando la mayor cantidad de energía posible, con el objetivo de disminuir los costes de producción eléctrica y las tasas de emisiones y contaminación.

Para lograr este objetivo se han elaborado una gran cantidad de diferentes estrategias y sistemas de control que se basan en la monitorización de las condiciones ambientales en cada instante y el empleo de esa información de forma que se pueda actuar sobre las variables del sistema para optimizar la producción. Esta estrategia es conocida como MPPT. (*Maximum Power Point Tracking*). [47]

Sin embargo, el operar los sistemas bajo esta estrategia tiene el inconveniente de que imposibilita el utilizar los aerogeneradores para la regulación de la frecuencia, por no tener disponible una reserva de energía a subir y contar con un sistema de control que impide que su producción se aleje del punto de máxima potencia y por lo tanto no tener capacidad para disminuir su producción energética según lo requieran las condiciones. Una representación gráfica de este caso se muestra en la Figura 28.

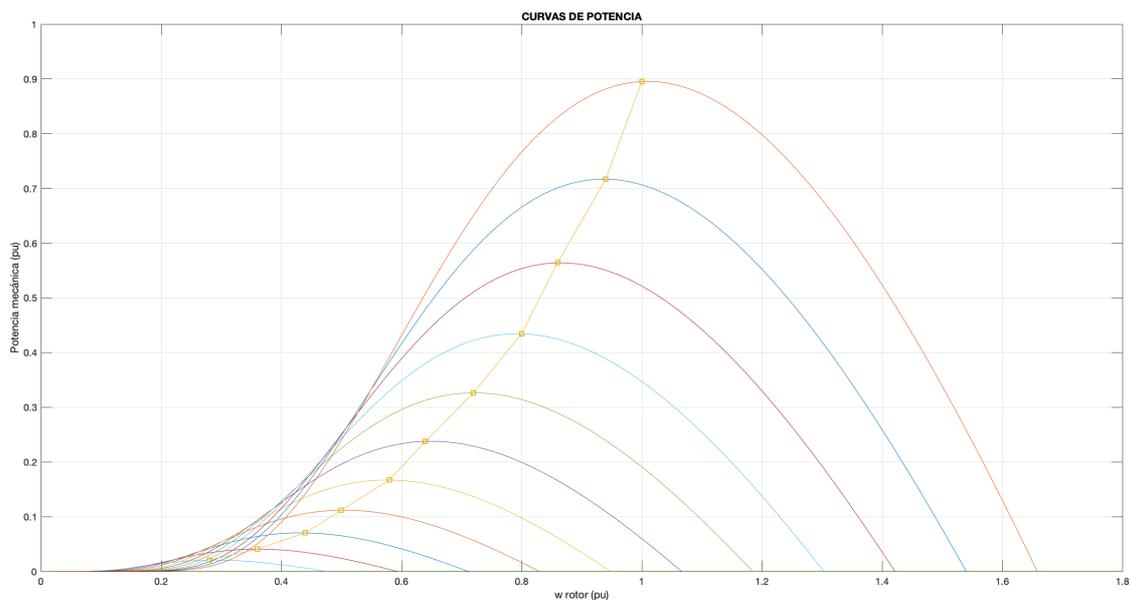


Figura 28. Curva de seguimiento de máxima potencia para distintas velocidades de viento. Elaboración propia.

Este sistema podría limitar la penetración de estos equipos a día de hoy debido al negativo impacto que tiene sobre el sistema el introducir grupos de producción energética que no pueden incorporarse a la regulación del sistema, esto se ve reflejado por ejemplo en el hecho de que introducir un 20% de generación renovable en la red significa reducir la capacidad de regulación primaria a un 83,3% de la existente sin renovables, además de aumentar el *droop* del sistema.[47]

3.5.1 Emulación de inercia.

Con el fin de minimizar este impacto que generará la inclusión de las renovables se han realizado estudios que han determinado que es posible incluir en los servicios de regulación primaria de la frecuencia a aquellos aerogeneradores que se encuentran ya generando en su punto máximo de operación.

Esta estrategia consiste en incrementar de forma “artificial” la cantidad de energía eléctrica que están suministrando las turbinas a la red, a cambio de incrementar el par mecánico extraído del rotor, lo que se traduce en una reducción de la energía cinética de la misma.

Si bien esta estrategia permite solventar parte de los conflictos que existen a la hora de introducir estos equipos en los servicios de regulación, deben lidiar con el efecto secundario que causa la reducción de la energía cinética que se da en la máquina que es la disminución de la velocidad del giro del rotor.

El operar con una velocidad de rotor inferior a la inicial hará que cuando el aerogenerador deba volver a su nivel de operación normal, debido a que el incidente ya ha sido subsanado, no sea capaz de producir la máxima potencia posible, como se puede ver en la Figura 29, donde se muestra la potencia eléctrica y mecánica del sistema en función de la velocidad de rotor para una velocidad de viento.

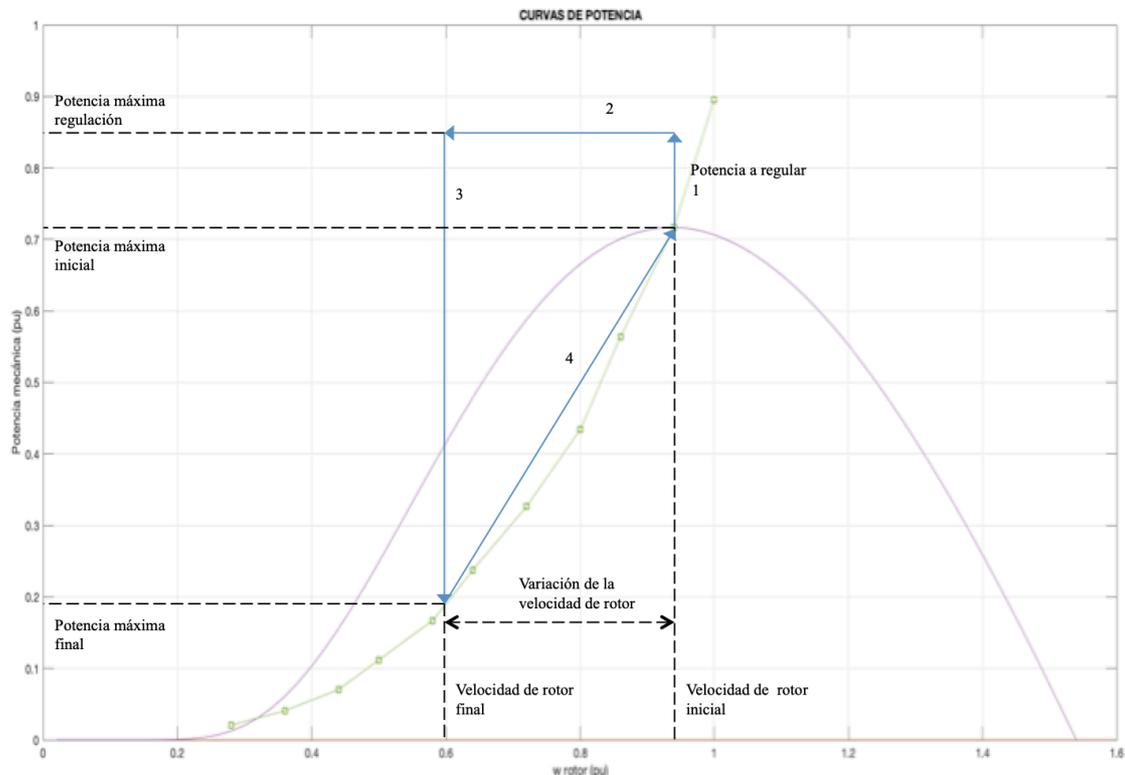


Figura 29. Representación de la operación de aerogenerador a máxima potencia con capacidad de regulación. Elaboración propia.

Como se puede apreciar en la Figura 29, en el momento en el que se produce el incidente el sistema se encuentra operando en el punto máximo de potencia para ese viento dado. Cuando se detecta que es necesario llevar a cabo una acción de regulación, este aumenta de forma automática su producción de potencia (recta 1 de la Figura 29) y mantiene ese nivel de producción mientras sea necesario (recta 2), debido a la necesidad de extraer parte de la energía cinética de la máquina se produce una reducción de la velocidad del giro del rotor durante el tiempo en el cual el sistema está aportando a los servicios de regulación.

Una vez la incidencia ha sido subsanada, el control del aerogenerador le llevará al punto de operación establecido de la recta de máxima potencia, en función del valor final de la velocidad de rotor del sistema (recta número 3). En este punto se produce un fenómeno inverso al del momento de la regulación, debido a que la potencia eléctrica aportada a la red es inferior a la mecánica que el sistema recibe del viento, la energía cinética de la turbina se incrementa, aumentando la velocidad de giro del rotor de la máquina de nuevo hasta alcanzar el punto de operación inicial.

Este modo de operación sin embargo debe de hacer frente a dos problemas principales, en primer lugar la disminución brusca que se produce en la producción eléctrica renovable una vez finalizada la acción de regulación, que en el caso de contar con una producción renovable considerable podría suponer una nueva incidencia para el sistema en si misma, así como el tiempo que tardará el sistema en ser capaz de recuperar nuevamente el nivel de producción renovable óptimo, tiempo durante el cual la disponibilidad de reserva ante nuevas incidencias se verá limitada.

Con el fin de poder implementar esta estrategia en aerogeneradores reales y tratar de minimizar el impacto de esta desviación final del valor de la potencia eólica generada, existe la posibilidad de incluir dentro de este sistema de control de la regulación un valor mínimo para la velocidad de rotor del sistema, de forma que en el caso de que este se incorpore a la regulación primaria la bajada final de potencia generada no sea tan dramática como se puede pensar en un inicio. Adicionalmente hay estudios [48] en los que se propone operar estos sistemas en un valor diferente al de su curva de potencia máxima programada tras haber finalizado los servicios de regulación, de tal forma que sigue siendo posible aprovechar el diferencial de potencia existente entre la potencia eléctrica y la mecánica aportada por el viento en recuperar la velocidad inicial del rotor de la máquina así como se reduce el impacto del escalón de generación de potencia eólica como se muestra en la Figura 30, donde nuevamente se puede apreciar el valor de las curvas de generación mecánica y eléctrica en función de la velocidad de rotor del sistema.

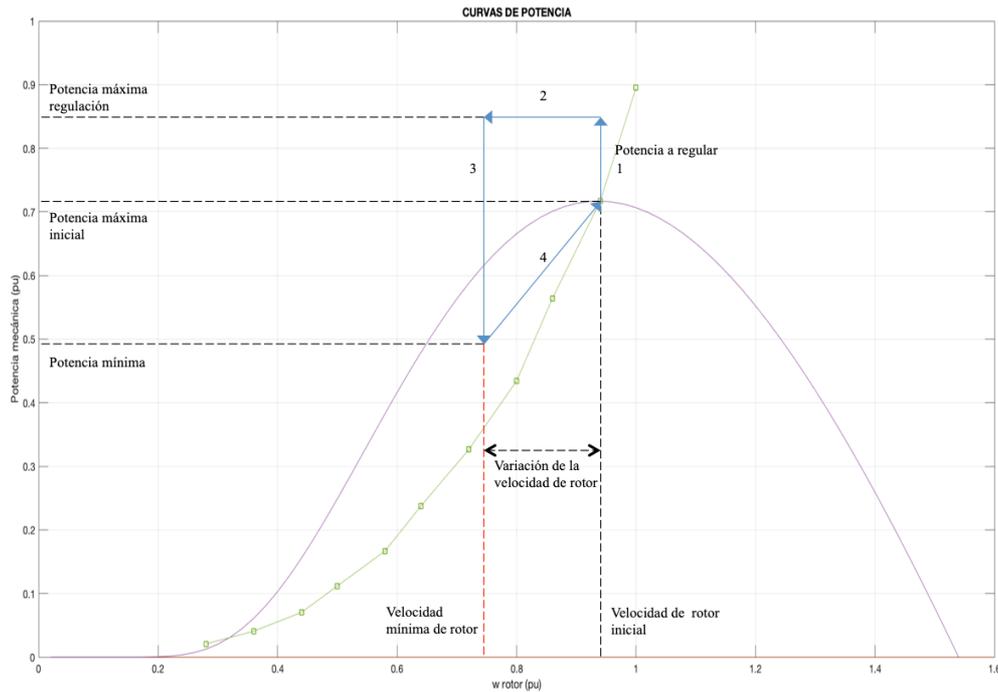


Figura 30. Representación gráfica de la operación de un aerogenerador en máxima potencia con control de velocidad mínima y potencia. Elaboración propia.

Como se puede apreciar las primeras etapas de la operación del sistema (rectas 1 y 2) son iguales para ambos casos, con la salvedad de que la aportación de potencia a los servicios de regulación se realizan únicamente hasta que se alcanza el valor de la velocidad mínima de rotor que permite el sistema, momento en el cuál el sistema reduce su potencia hasta un valor menor que el que podría generar (recta 3) pero aún así superior al valor del programa, esta potencia se irá incrementando junto con su velocidad de giro, hasta volver al punto de operación ideal de máxima potencia (recta 4).

Frente a la operación tradicional presentada anteriormente, esta nueva alternativa tiene la ventaja de que permite operar en el punto de máxima potencia en condiciones normales de operación así como ayudar a aportar estabilidad al sistema en caso de que ocurra algún tipo de incidente.

3.5.2 Control primario a través de la operación deloaded.

Por otro lado, la estrategia que se plantea analizar en el presente documento, consiste en operar los grupos de aerogeneradores de forma que la potencia producida por cada uno de los equipos sea un porcentaje fijo de la potencia máxima para un viento dado. Con esta estrategia lo que se consigue es generar una reserva de potencia adicional que se podría emplear en caso de necesitar corregir alguna desviación en la frecuencia.

Para llevar a cabo esta estrategia de control existen dos posibilidades bien diferenciadas, que son el aumentar o disminuir la velocidad de rotación de la máquina con respecto a la velocidad de rotación de máxima potencia, algo que según los estudios realizados a día de hoy sobre esta tecnología, es posible dentro de unos intervalos de velocidad de las turbinas. Si bien ambas posibilidades generan la situación deseada en la cual existe una reserva de potencia disponible para subir la generación, en la literatura se suele recomendar acelerar la velocidad de la turbina, puesto que esta estrategia nos permite operar en la parte derecha de la curva que facilita la operación. [47]

En la Figura 31 se muestra una representación gráfica de la diferencia entre las curvas de operación *deloaded* y MPPT mientras que las figuras Figura 32 y Figura 33 muestran detalles operativos de las mismas como ampliaciones de la Figura 31.

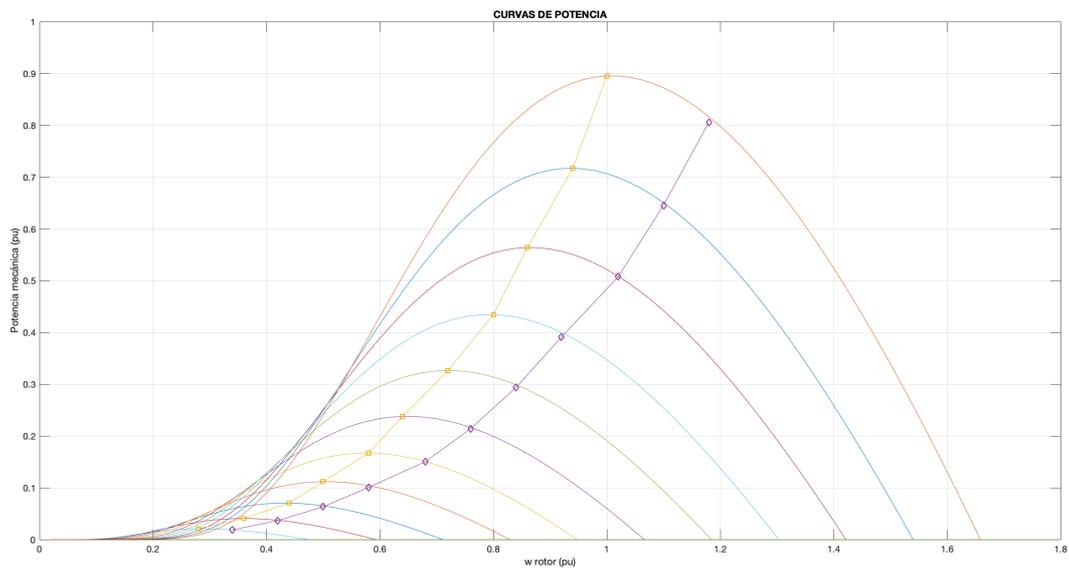


Figura 31. Curvas de seguimiento de máxima potencia (amarilla) y curva de operación *deloaded* (morado) para distintas velocidades de viento. Elaboración propia.

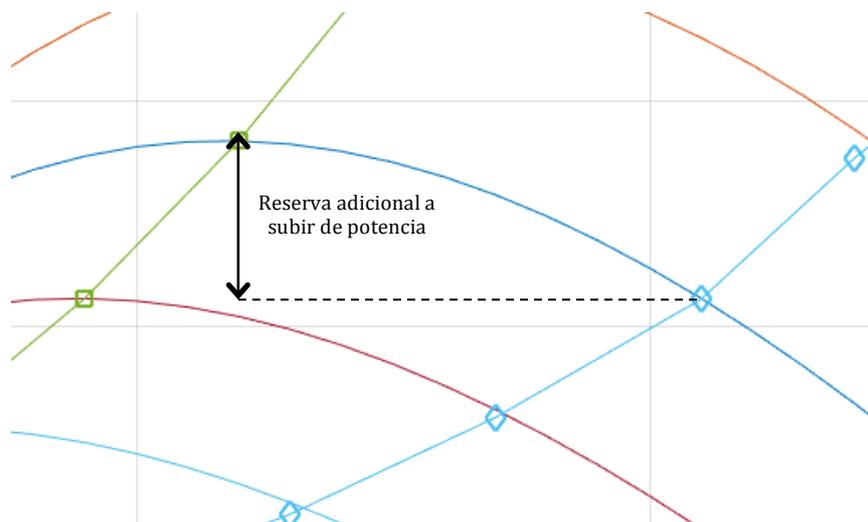


Figura 32. Representación gráfica de la reserva generada por la operación *deloaded*. Elaboración propia.

Esta reserva a subir puede ser empleada gracias a la elaboración de un sistema control capaz de frenar la velocidad de giro de la turbina del aerogenerador, de tal forma que se puede aumentar la producción eléctrica inicial del aerogenerador en función de la potencia adicional que se deba de emplear para subsanar una incidencia en el valor de la frecuencia de la red obteniéndose como resultado una nueva curva programada de potencia.

Si bien este sistema parece solventar de forma simple las incidencias que se podrían producir, cabe destacar que una vez definida la cantidad de potencia que el sistema debe aportar en condiciones normales de operación, en el caso de que se buscase aumentarla de forma constante (en base a una reducción de la velocidad de rotor de la máquina) el valor de la potencia real de regulación del aerogenerador sería sensiblemente inferior al deseado, debido a las limitaciones existentes en las curvas de viento. Esta es una particularidad que se debe tener en cuenta a la hora de estudiar estos sistemas, como se puede apreciar en la Figura 33 que representa un detalle ampliado de la Figura 31 para facilitar el análisis de este fenómeno

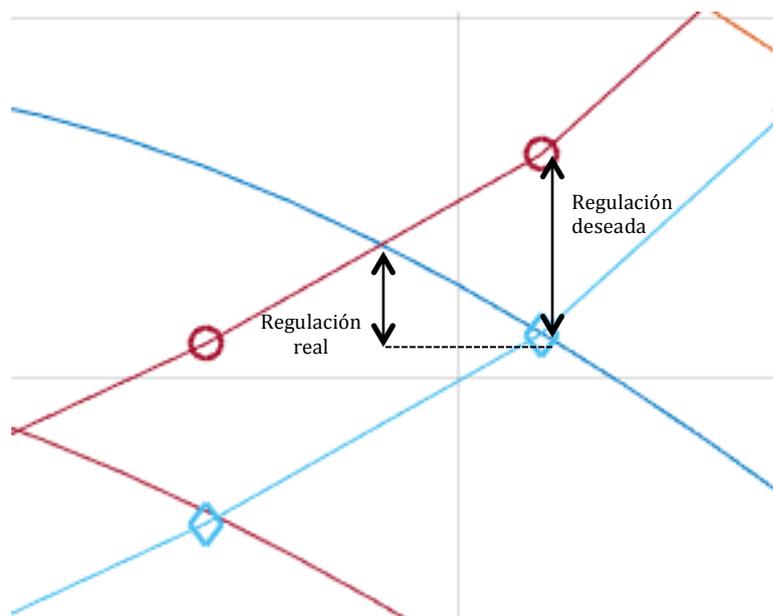


Figura 33. Fragmento de esquema que representa el desvío de la regulación. Elaboración propia.

Si bien se ha tenido en cuenta el posible efecto que esto podría tener sobre la operación, para el caso de estudio que se va a analizar en el presente proyecto, este fenómeno no tiene un impacto real puesto que influiría sobre el caso de una mayor aportación de potencia en régimen constante.

Estas dos nuevas alternativas presentan una serie de ventajas considerables frente a la operación tradicional, así como también hay diferencias considerables entre ellas.

La operación con seguimiento del punto de máxima potencia y capacidad de regulación cuenta con una serie de ventajas frente a la operación *deloaded* que se presenta en este trabajo como son el hecho de que permite tanto operar el sistema a su máxima potencia en condiciones normales como ayudar en los servicios de regulación en los casos que sea necesario, pero presenta también desventajas que son importantes de tener en cuenta como que cuenta con una capacidad de regulación inferior a la que se puede prestar en el caso de la operación *deloaded* por contar esta con una reserva adicional debido a la descarga o el impacto que genera para el sistema la disminución de la velocidad de rotor al finalizar el proceso, que reduce considerablemente la generación de estos equipos y puede causar nuevos incidentes en el sistema.

4. Modelado del sistema.

Como ya se ha comentado en el presente documento, el modelo del sistema se va a realizar en el programa *Matlab* utilizando el módulo de *Simulink*.

Se ha decidido el uso de este software ya que se trata de una herramienta muy extendida y validada a nivel internacional para estudios de este tipo y que permite el llevar a cabo simulaciones dinámicas de sistemas de forma precisa y sencilla.

4.1 Modelado del sistema dinámico.

El sistema dinámico que será empleado para llevar a cabo las simulaciones y el análisis de los resultados esta compuesto por dos elementos principales que son el sistema eléctrico, basado en el esquema de la isla de La Palma, y el modelo simplificado de operación del aerogenerador.

4.1.1 Modelo del sistema eléctrico de La Palma.

El modelo empleado para llevar a cabo este estudio se representa como un diagrama de bloques en la Figura 34.

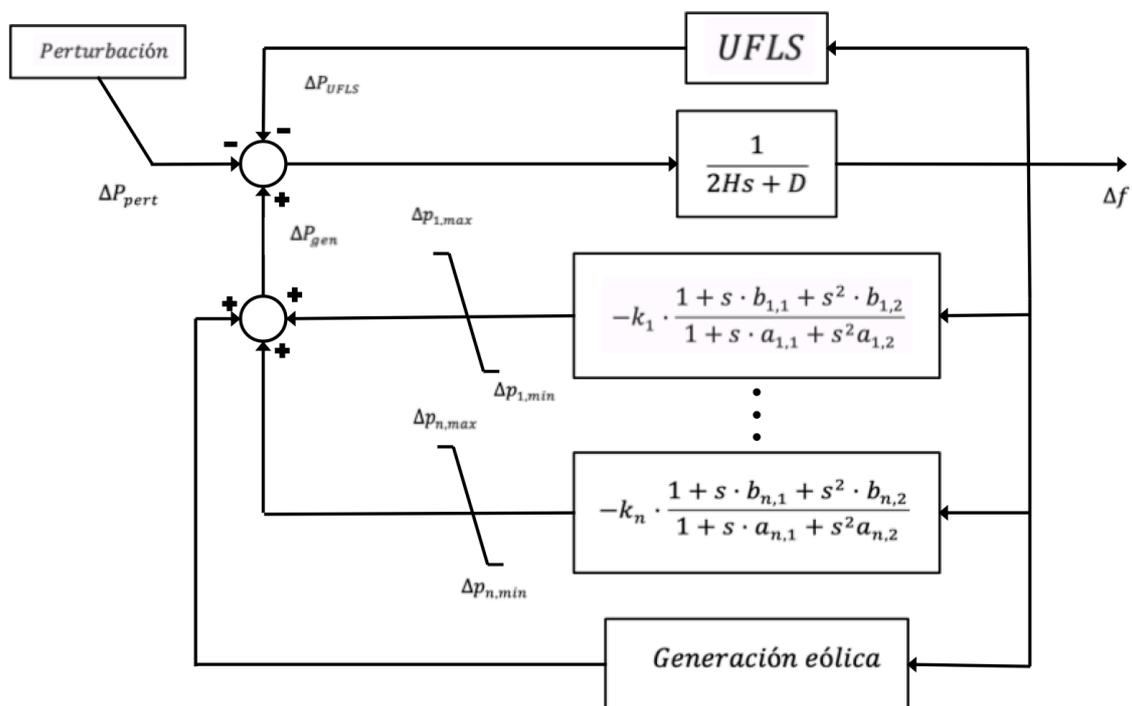


Figura 34. Diagrama de bloques del modelo del sistema eléctrico. Elaboración propia.

El presente modelo cuenta con la posibilidad de incorporar distintos tipos de unidades de generación convencionales, la posibilidad de llevar a cabo las tareas de regulación

primaria de la frecuencia así como con distintos elementos que pueden entrar en juego dentro de la operación del sistema en función de las condiciones de simulación que se establezcan.

Como se puede apreciar en la Figura 35, el modelo del sistema cuenta con una serie de bloques cuya función es representar la operación de los distintos grupos y unidades de generación convencionales existentes en la isla, en función de la información que se le aporta desde un fichero Excel, esto se realiza mediante la utilización de funciones que modelan estas unidades de generación como sistemas de segundo orden. A su vez se incluye en el modelo un bloque cuya función es limitar esta potencia dentro de los límites de las centrales, para así evitar posibles fallos al simular el sistema.

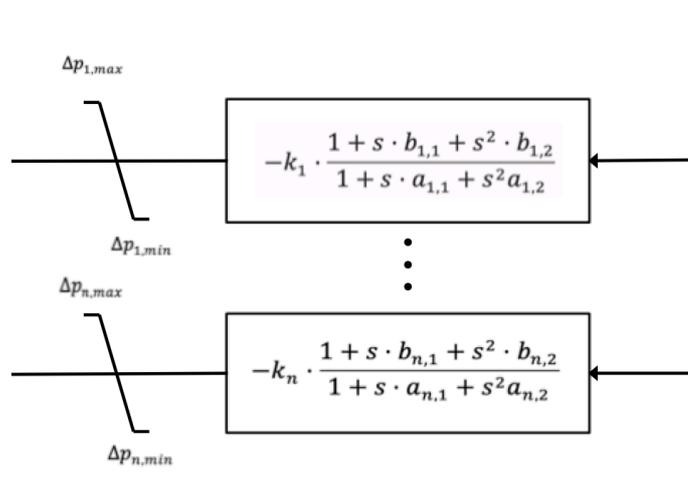


Figura 35 Figura 35. Modelado de las centrales convencionales. Elaboración propia.

El valor de la potencia total aportada por estos bloques se suma, obteniéndose así la generación total del sistema. Esta generación es comparada posteriormente con un la entrada de bloque escalón que se emplea para simular incidencias súbitas que se pueden dar dentro del sistema en un instante de tiempo, así como con los deslastres de cargas producidos, de forma que es posible determinar cual es el estado actual del equilibrio de potencias del sistema y el efecto que este tendrá sobre la estabilidad de la frecuencia.

Las perturbaciones a las cuales se va a someter al sistema consistirán en la pérdida de todos los grupos que se encuentran generando en el escenario definido, uno por uno, recuperando en cada una de las simulaciones el grupo perdido anteriormente.

Una vez definido el desfase que existe entre generación y demanda, se evalúa el impacto que esto tendrá sobre la señal de frecuencia del sistema, como se puede apreciar en la Figura 36, y se retroalimenta a las unidades de generación para que estas actúen regulando su generación.

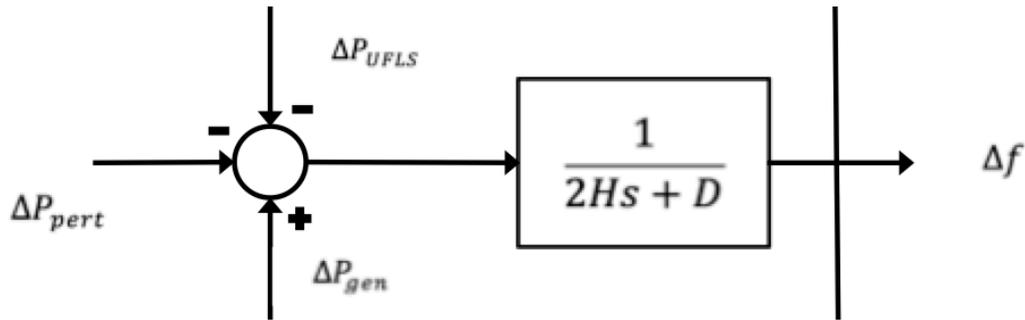


Figura 36. Comparativa de la variación de potencia de cada grupo y efecto sobre la frecuencia del sistema. Elaboración propia.

En el caso de que el desvío del valor de la frecuencia sea superior a unos valores umbrales establecidos, el sistema cuenta además con la posibilidad de realizar un deslastre de cargas, que simbolizaría la desconexión automática de parte de la demanda, con el fin de minimizar el impacto de las incidencias producidas en la red.

Los del deslastre de cargas correspondiente en cada uno de los casos se muestran en la Tabla 1.

Etapa deslastre	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Porcentaje de deslastre (%)	3.86	0.25	6.75	2.44	4.50	11.20	5.60	7.90	1.40	5.25	0	0.26

Tabla 1. Porcentajes de deslastre de cargas del sistema. Elaboración propia.

Cabe destacar que para mismos valores de frecuencia existen varios escalones de deslastres, estos se irán sucediendo en el caso de que el sistema se mantenga un cierto periodo de tiempo sometido a un valor indeseable de desvío de la frecuencia.

A este modelo preliminar se le debe añadir un incremento en la producción de energía eólica, que además debe de ser capaz de operar, fuera de su punto de máxima potencia como se ha explicado anteriormente (*Deloaded operation*) y aportar a los servicios de regulación de la potencia.

4.1.2 Modelado del aerogenerador.

Para llevar a cabo el estudio y modelado de la dinámica del aerogenerador, partimos del siguiente esquema simplificado de un aerogenerador de tres palas de velocidad variable que se muestra en la Figura 37 y cuyas características técnicas se muestran en la Tabla 2.

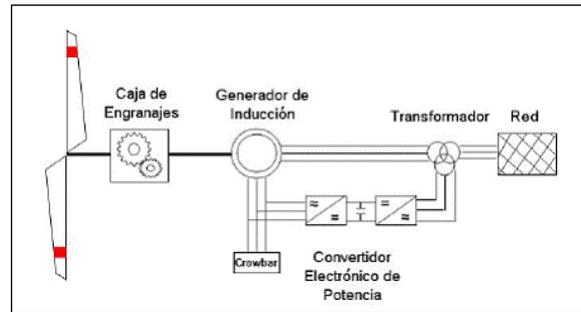


Figura 37. Esquema de un aerogenerador de velocidad variable. [24]

Radio de pala	Altura	Potencia nominal	Velocidad nominal	Rango de funcionamiento
50 m	80 m	5,8 MW	2 rad/s	4 – 14 m/s

Tabla 2. Características teóricas del aerogenerador escogido. Elaboración propia.

Nuestro objetivo es que el aerogenerador sea capaz de variar su producción eléctrica y para ello tanto su generador, como la turbina, deben operar a velocidad variable. Por este motivo el esquema empleado cuenta tanto con un rectificador, como con un bus de continua, inversor y condensadores, de tal forma que se puede separar la operación del aerogenerador de la red.

Partiendo de este esquema, se ha realizado un modelo del aerogenerador en el programa *Matlab Simulink*, en el cual se aplica tanto un primer control a la parte mecánica del aerogenerador, que nos permita regular la velocidad de giro de las palas; como también se incluirá un segundo control en la parte final del mismo, con el fin de simular de forma simplificada los distintos equipos de electrónica de potencia existentes para llevar a cabo su integración con el transformador y la red.

El diagrama de bloques del modelo resultante, que será implantado en el programa *Matlab*, se muestra en la Figura 38.

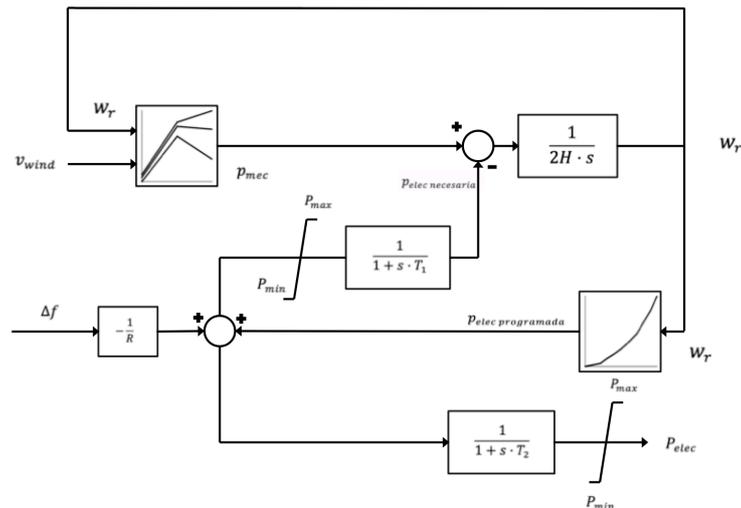


Figura 38. Diagrama de bloques del modelo del aerogenerador. Elaboración propia.

El objetivo general de aplicar un control en el aerogenerador es el tratar de optimizar su producción buscando que sea capaz de generar siempre la máxima potencia, a lo que se le conoce como “Seguimiento del punto de máxima potencia” (MPPT, *Maximum Power Point Tracker*). Para ello lo que se hace es regular la velocidad del paso de las palas y el ángulo de orientación de las mismas, variando así la potencia mecánica obtenida del viento.

Sin embargo, para el caso que nos ocupa, el objetivo es diseñar un modelo de control que sea capaz de leer el desvío de frecuencia que existe en la red y en función del mismo, determinar la variación de potencia necesaria para alcanzar el objetivo de mantener los 50 Hz en la red.

Con este fin, en la Figura 39 vemos que se ha definido una entrada en el sistema cuyo valor es el desvío de frecuencia instantáneo, que se obtiene del modelo general definido anteriormente, y mediante un bloque de cálculo se determina la variación de potencia necesaria para corregir ese desvío según la siguiente expresión.

$$\Delta P_i = -\frac{1}{R_i} \cdot \Delta f \quad (16)$$



Figura 39. Potencia a regular por el aerogenerador en diagrama de bloques. Elaboración propia.

Una vez determinada la variación de potencia eléctrica necesaria para subsanar el desvío de la frecuencia, se trata de modificar la potencia eléctrica que se estaba

generando en ese momento. Este nuevo valor de consigna de potencia se hace pasar a través de un bloque de saturación, que determina si la potencia total que se requiere generar es superior a la máxima que puede aportar el sistema para un viento dado y el valor de salida se pasa a una nueva estructura que simula el tiempo necesario para que el control sea capaz de actuar sobre el sistema mecánico y que este reaccione correctamente, este valor se ha determinado como $\frac{1}{1+0,05s}$ (17).

Adicionalmente esta nueva consigna de potencia se compara con la potencia mecánica que el sistema está generando en ese momento, con el fin de determinar cuál es la variación necesaria que se debe de producir en la generación para cubrir el desvío de frecuencia en la red y por tanto, qué aceleración angular se le debe aportar a la turbina para conseguir ese incremento de potencia.

Una vez determinada la aceleración angular necesaria y conociendo el valor de la inercia de la turbina ($H = 4s$) obtenemos la nueva velocidad de rotor de la máquina, que será usada para interpolar la energía mecánica obtenida del viento en el que nos encontremos así como la potencia eléctrica dada a esa velocidad de giro del rotor del aerogenerador.

Como se puede ver en el fragmento del diagrama de bloques de la Figura 40, la potencia mecánica se interpolará de las curvas de potencia, similares a las representadas en la Figura 27, definidas para distintos valores de viento y velocidad de rotación del rotor según la siguiente expresión:

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 \cdot \left(\frac{R \cdot \omega_r}{\lambda} \right)^3 \cdot C_p \quad (18)$$

Siendo:

$$\lambda = \omega_r \cdot \frac{r}{v_w} \quad (19)$$

$$\lambda_i = \left(\frac{1}{\lambda + c_8 \cdot \beta} - \frac{c_9}{\beta^3 + 1} \right)^{-1} \quad (20)$$

$$C_p = c_1 \cdot \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \cdot \beta - c_4 \cdot \beta^{c_5} - c_6 \right) \cdot e^{-\frac{c_7}{\lambda_i}} \quad (21)$$

Los coeficientes desde c_1 hasta c_9 son valores estadísticos que se emplean para determinar el valor del coeficiente de potencia en función de las distintas condiciones de viento y orientación del aerogenerador, los valores empleados para estos coeficientes son los que se muestran en la Tabla 3.

C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	C ₆	C ₇	C ₈	C ₉
0,73	151	0,58	0,002	2,14	13,2	18,4	-0,02	-0,003

Tabla 3. Valores de los coeficientes de cálculo del coeficiente de potencia. [24]

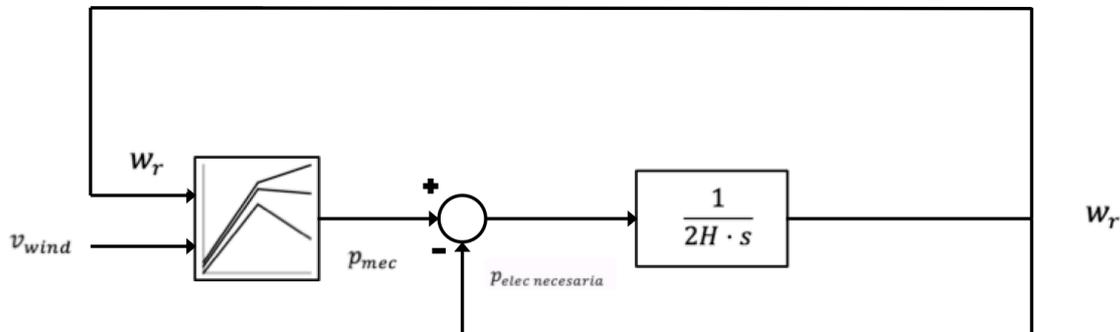


Figura 40. Variaciones de la potencia mecánica, eléctrica y velocidad de giro del rotor en función del desfase de la frecuencia. Elaboración propia.

Una vez determinadas las potencias mecánica y eléctrica que será capaz de generar nuestro sistema; para llevar a cabo la simulación de los distintos equipos electrónicos del sistema, cuya función es convertir esta potencia mecánica en eléctrica que cumpla con las condiciones de la red, se ha realizado un modelo simplificado en el cual se simularán los tiempos de retraso de actuación de las dinámicas de estos equipos mediante un bloque de cálculo de valor $\frac{1}{1+0,05s}$ (22), así como también se ha añadido un valor de rendimiento del aerogenerador igual al 90% con el fin de tener en cuenta también dentro del modelo las pérdidas que se generan en las distintas partes del sistema.

4.2 Modelado de la señal del viento.

Una vez determinado como será el modelo del sistema en el cual hemos decidido operar, debemos de recordar que es necesario tener en cuenta que la capacidad de producir energía se ve enormemente limitada por la disponibilidad de viento y las variaciones del mismo, por lo que es importante realizar un estudio sobre los mismos.

4.2.1. Variaciones de velocidad en el medio plazo.

Con el fin de estudiar esta variabilidad, se ha decidido tratar de estudiar cuáles serán los valores más usuales de velocidad de viento para nuestro emplazamiento; para ello se han tomado los datos de viento de la estación meteorológica situado en el aeropuerto de La Palma durante los últimos 3 años (1 de enero de 2016 – 31 de diciembre de 2018). En la Figura 41 se muestra la frecuencia de cada velocidad de viento durante este periodo.

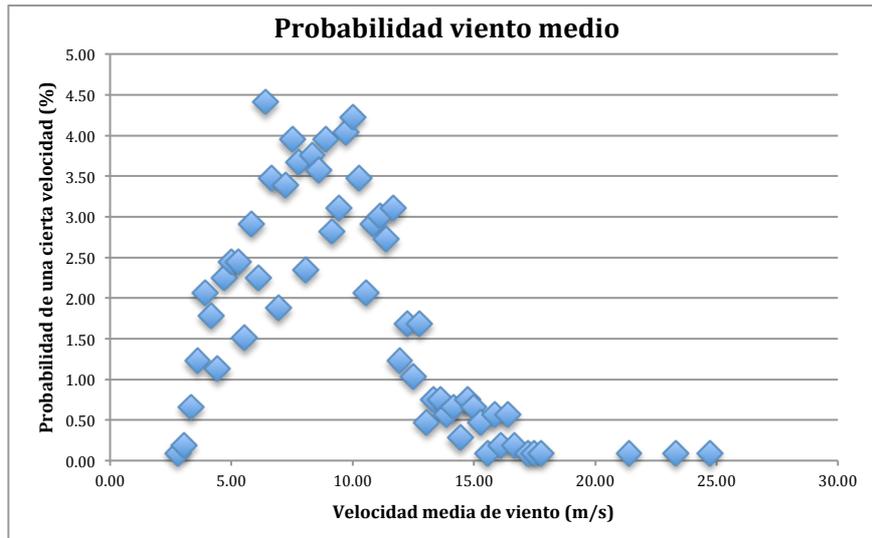


Figura 41. Representación de los datos de viento tomados en el aeropuerto de La Palma durante los últimos 3 años. Elaboración propia. [49]

Se trata de datos que nos muestran el alto potencial eólico de la zona, ya que en su mayoría se encuentran entre los 4 y los 15 m/s que son las velocidades límites más usuales para los aerogeneradores. Además estos datos presentan un valor medio de viento de 8,75 m/s y una desviación estándar de 2,99.

Generalmente, para llevar a cabo el estudio de las velocidades medias de viento de un emplazamiento, las curvas de viento se suelen modelar mediante una distribución de *Weibull*, cuya curva característica se asimila a la obtenida en los datos de la Palma, como se puede apreciar en la Figura 42, donde se ve un ajuste de una función de *Weibull* para una muestra de datos desconocida.

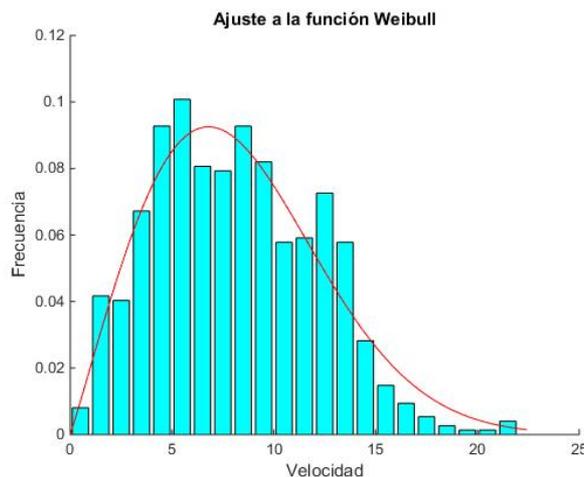


Figura 42. Ejemplo de distribución de *Weibull*. [50]

Debido a su uso en la literatura especializada, esta será la distribución que se empleará para determinar cuánto puede variar el viento entre los distintos escenarios y por tanto

para determinar a que limitaciones tendrá que hacer frente nuestro sistema en cada uno de los distintos escenarios que se planteen.

La distribución de *Weibull* viene definida por la siguiente expresión:

$$f(x|k, c) = \frac{k}{c^k} \cdot \left(\frac{x}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{x}{c}\right)^k} \quad (23)$$

Donde los coeficientes k (parámetro de forma) y c (parámetro de escala) son valores característicos de esta función que se emplean para determinar qué forma tendrá la curva de los datos que se desean modelar.

Los valores que se han obtenido para estos coeficientes, con el programa *Matlab*, son los que se muestran a continuación:

$$k = 3,1 \quad (24)$$

$$c = 9,7766 \quad (25)$$

De tal forma que la expresión de la función de *Weibull* para nuestros datos sería:

$$f(x) = 2,2 \cdot 10^{-5} \cdot x^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{x}{9,7766}\right)^{3,1}} \quad (26)$$

En la Figura 43 se puede apreciar una representación de la curva obtenida junto con los datos reales empleados así como también una representación gráfica del ajuste de los datos a esta expresión matemática en la Figura 44.

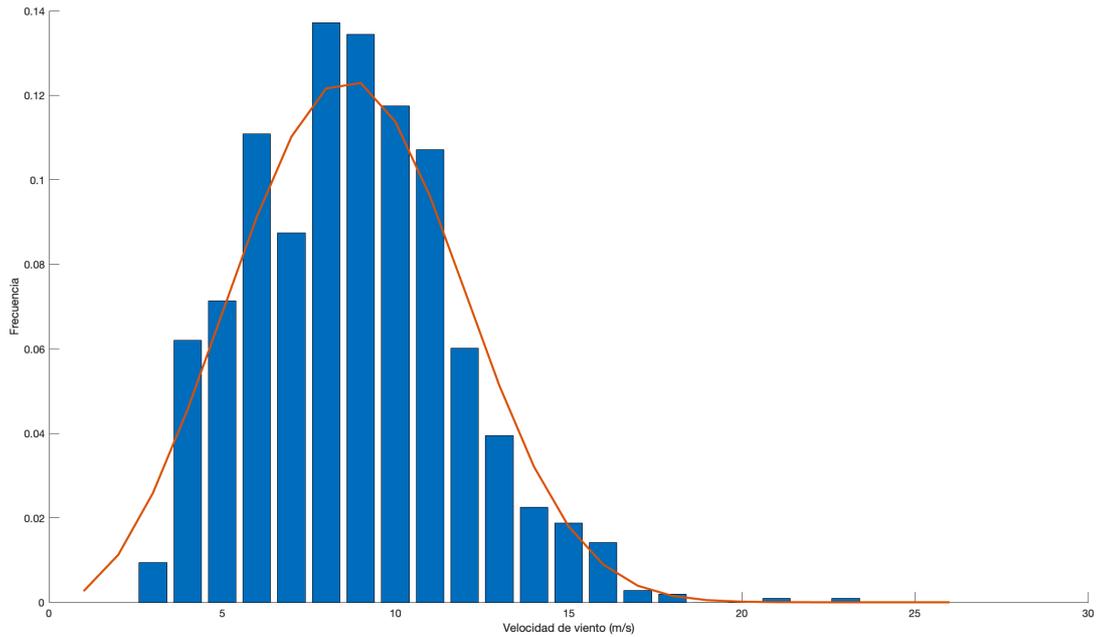


Figura 43. Representación de la función de distribución de *Weibull* y los datos obtenidos de Aemet para La Palma. Elaboración propia.

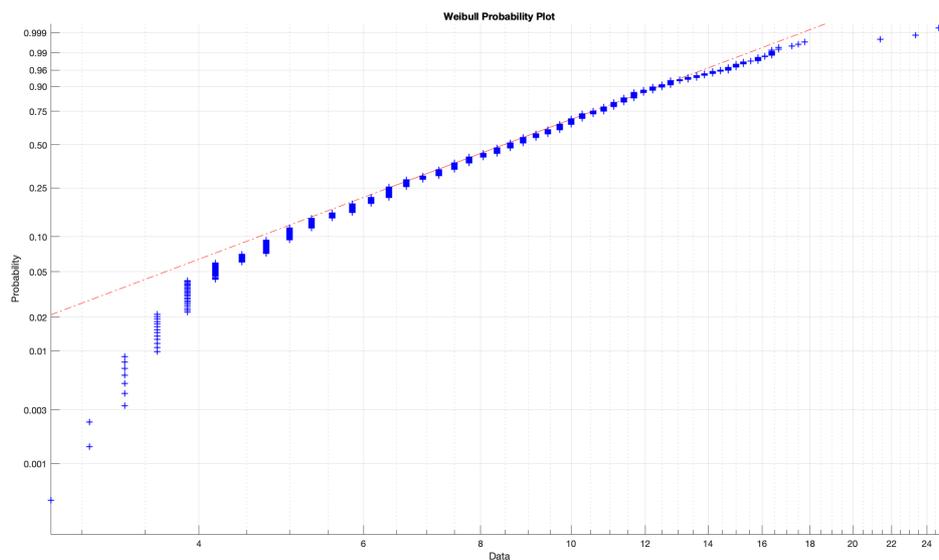


Figura 44. Representación del ajuste de los datos de Aemet para el ajuste de datos realizado. Elaboración propia.

Como se puede apreciar en las figuras mostradas, la expresión matemática obtenida modela de forma bastante fiable los datos obtenidos para los últimos tres años en esa zona y por lo tanto podremos usarla para definir cual será la velocidad media en los escenarios más probables a los que se tenga que enfrentar nuestro sistema.

Como resultado se ha obtenido que la mayor probabilidad de velocidad de viento se da para 9 m/s. De la misma forma, gracias a esta expresión, se puede determinar que en un 65% de las ocasiones los vientos que tendremos se encontrarán entre los 4 m/s y los 15

m/s, que son las velocidades mínima y máxima más usuales para que los aerogeneradores sean capaces de operar en condiciones de seguridad.

4.2.2. Variaciones de velocidad en el corto plazo.

Sin embargo, a pesar de haber quedado definido el modelo matemático que nos permite modelar la velocidad media del viento a la cual deberá de hacer frente nuestro sistema, es cierto que en el corto plazo también se producen variaciones de esta velocidad para intervalos de tiempo mucho menores.

Aunque, generalmente, la meteorología se suele estudiar teniendo en cuenta largos periodos de tiempo, con el objetivo de caracterizar las condiciones climatológicas de una zona a lo largo de un año, según sus estaciones o días, como ya se expuso anteriormente, también existe una rama de la meteorología que realiza estudios para determinar las variaciones climatológicas en intervalos de tiempo menores a una hora, conocida como micro meteorología.

La micro meteorología tiene un gran interés a la hora de realizar estudios referentes a la producción de energía eólica, puesto que es de gran ayuda para determinar la disponibilidad de los recursos eólicos o solares en el corto plazo.

Dentro de estos estudios, se conocen como turbulencias a las variaciones de la velocidad, dirección o densidad del viento que han sido causadas por la disipación de la energía cinética del mismo en energía térmica, creando así pequeñas fluctuaciones en las condiciones del viento a corto plazo.

Las turbulencias del viento juegan un papel muy importante que se deben de tener en cuenta cuando se está trabajando con aerogeneradores, tanto en las etapas de diseños del mismo (por su impacto sobre los cálculos de fatiga o cargas que debe soportar la estructura) como en su operación (influyendo en el diseño del control y en la calidad y continuidad de la potencia generada).

De estos fenómenos, para la elaboración del presente trabajo, cobran especial relevancia las variaciones que se pueden dar en la velocidad del viento, debido a que estas podrían limitar la capacidad de producción de los aerogeneradores en momentos en los cuales fuera necesario que se realizaran acciones drásticas de regulación.

En la Figura 45 se puede ver una curva real de variación de la velocidad de viento en función del tiempo.

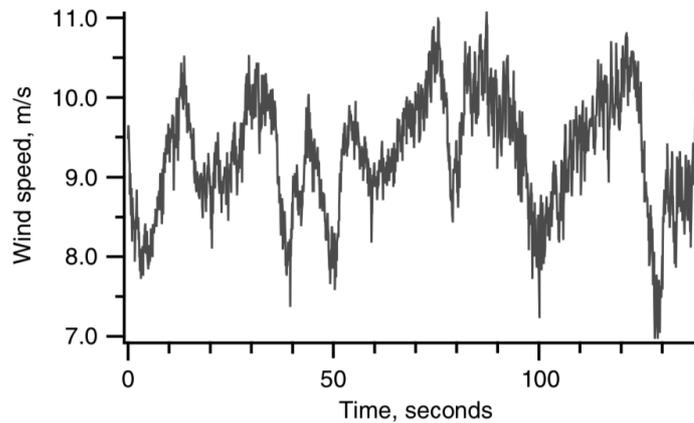


Figura 45. Variaciones de la velocidad de viento por segundo. [51]

Si bien a lo largo del tiempo las turbulencias tienden a generar un valor medio de viento relativamente estable y en muchos casos estas son absorbidas por la inercia de las palas del aerogenerador, es muy importante tenerlas en cuenta para realizar un modelo que se ajuste lo más posible a la realidad y según los estudios realizados en este campo, a pesar de la apariencia aleatoria que presentan estas variaciones casi instantáneas de la velocidad del viento, existen una serie de características estadísticas de los mismos que pueden ser medidos, entre los que se destacan:

- Intensidad de la turbulencia.
- Función de probabilidad de velocidad de turbulencia.
- Auto correlación.
- Escala integral de tiempo/longitud.
- Función de densidad de potencia del viento.

A su vez se han realizado distintos modelos matemáticos de estas cinco características partiendo de muestras de datos tomados a intervalos de un segundo en distintos lugares del mundo como es el caso de Houston, Kansas, etc. [51] Sin embargo, puesto que carecemos de esos datos para la isla de La Palma, hemos decidido tomar los datos de la estación meteorológica del *Highcliffe Sailing Club* en el Reino Unido, que permite llevar a cabo la toma de datos online en intervalos de tiempo de tan solo cinco segundos permitiéndonos elaborar nuestro propio modelo matemático para definir la velocidad de viento de las turbulencias. [52]

En primer lugar, resulta importante definir el valor de la intensidad de las turbulencias, puesto que se trata de una de las medidas más básica en relación a las variaciones de velocidad de viento, permitiéndonos analizar cómo de severas son estas, y se obtiene como el cociente de la desviación estándar de la muestra de datos tomada entre el valor medio de los mismos. [51]

$$\bar{x} = \sum_{i=1}^n x_i \quad (27)$$

$$\sigma_x = \sqrt{\frac{1}{n-1} \cdot \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \quad (28)$$

$$IT = \frac{\sigma_x}{\bar{x}} \quad (29)$$

Para los datos de viento obtenidos en la estación de Reino Unido los resultados obtenidos han sido:

$$\bar{x} = \sum_{i=1}^n x_i \approx 6,13 \text{ m/s} \quad (30)$$

$$\sigma_x = \sqrt{\frac{1}{n-1} \cdot \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \approx 1,2058 \text{ (m/s)}^2 \quad (31)$$

$$IT = \frac{\sigma_x}{\bar{x}} = 0,1968 \text{ m/s} \quad (32)$$

El valor obtenido para la intensidad de turbulencia se encuentra dentro del intervalo 0,1 – 0,4 que son los valores usuales según la literatura existente referente a este tema. El hecho de que el resultado obtenido se encuentre dentro de este intervalo nos sirve para validar la muestra datos tomada.

Aunque, como se ha mencionado anteriormente, inicialmente puede dar la impresión de que las variaciones instantáneas de la velocidad de turbulencia son completamente aleatorias, existen numerosos estudios sobre estos temas que indican que realmente se pueden diseñar modelos matemáticos que determinen la probabilidad de las distintas variaciones de estas velocidades.

Si bien se han definido distintos tipos de funciones para tratar de ajustarse mejor a la realidad, realmente se ha demostrado que los valores de velocidad son más probables que se encuentren cercanos a la velocidad media de viento y se han obtenido muy buenos resultados para determinar la distribución de velocidad de viento mediante el empleo de una distribución normal centrada en la velocidad media del viento existente en cada momento. La función resultante tiene la forma que se muestra a continuación:

[51]

$$f(x) = \frac{1}{\sigma_x \cdot \sqrt{2}} \cdot e^{-\frac{(x-\bar{x})^2}{2 \cdot \sigma_x^2}} \quad (33)$$

En esta función el valor del coeficiente \bar{x} hace referencia a la velocidad media de viento que se tiene en un determinado momento, mientras que el valor de x representaría la velocidad de la turbulencia cuya probabilidad queremos comprobar.

En la Figura 46 se puede ver una representación de la probabilidad de distintas velocidades de viento cuando nos encontramos en un tramo de velocidad media igual a 6 m/s, que es cercana a la velocidad media obtenida de los datos de la muestra.

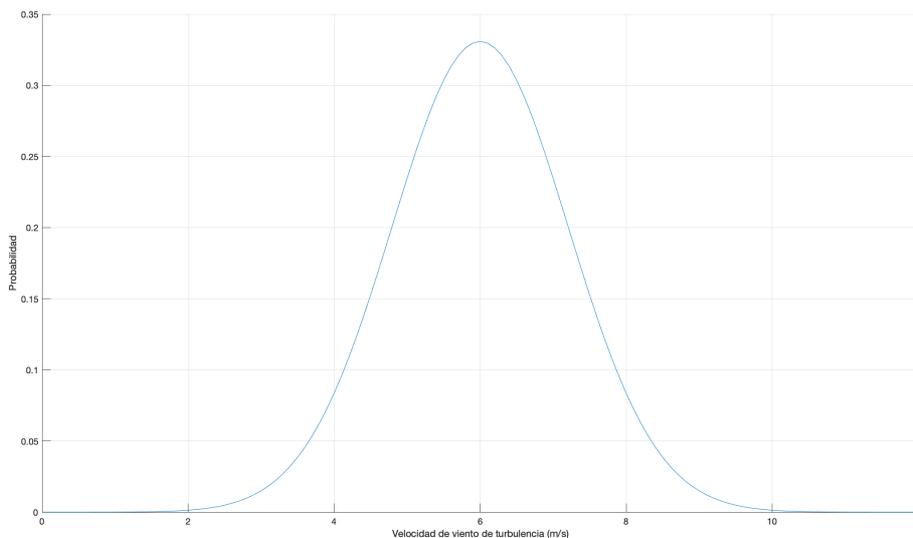


Figura 46. Distribución estadística de velocidades de viento. Elaboración propia

Otros parámetros como el factor de auto correlación, empleado con el objetivo de determinar la calidad de los datos, la escala integral de tiempo, que nos permite medir cual es el tiempo medio entre medidas de viento entre las que existe una correlación real, es decir, cuantas de las medidas de viento tomadas anteriormente tiene realmente influencia sobre la siguiente medida tomada, o la escala longitudinal, que es el resultado de multiplicar el valor de la escala de tiempo por la velocidad media del viento, obteniéndose la longitud de viento que tiene influencia sobre la velocidad de una determinada turbulencia (el valor de la escala longitudinal se encuentra tabulado por distintos organismos en función de la altura y otros datos del emplazamiento en cuestión, como la IEC – *International Electrotechnical Commission*), son también interesantes de tener en cuenta.

Por último, con el fin de determinar como están distribuidas la potencia y la energía del viento en función de sus componentes turbulentas, en la literatura se suele emplear la distribución de *Von Karman*, que permite aproximar la velocidad de viento, en cortos periodos de tiempo, a una velocidad media constante, sobre la que se superponen N distintas componentes sinusoidales de amplitud A_i y fase inicial aleatoria unas de otras. [23]

Aunque tanto esta función como los conceptos definidos anteriormente nos pueden ser de utilidad para determinar el potencial eólico que incide sobre un aerogenerador de forma relativamente precisa, se trata de modelos que se ven enormemente influenciados por las condiciones del lugar en el que se está realizando la toma de los datos, condiciones como la altura, el terreno, posibles obstáculos sobre el terreno, además de otros factores climatológicos y por lo tanto es necesario el llevar a cabo una toma de datos exhaustiva de las condiciones ambientales en el emplazamiento a estudiar.

Debido a que esta toma de datos queda fuera del alcance del presente trabajo, y con el fin de no desvirtuar los resultados del mismo, se ha decidido no llevar a cabo el modelado de la función de *Von Karaman* para la energía del viento y calcular esta misma en función de la velocidad de viento que incide sobre los aerogeneradores.

Por lo tanto, de cara a llevar a cabo nuestro modelo, tendremos en cuenta tanto la función de distribución de *Weibull* definida anteriormente para establecer las condiciones medias del viento a las cuales será probable que se encuentre sometido nuestro sistema, así como se aplicará la distribución normal que ha sido definida en este capítulo con el fin de determinar las posibles variaciones de la velocidad en el corto plazo.

Adicionalmente también se ha introducido en el código de Matlab la posibilidad de contar con un viento constante así como que este sea una entrada de tipo escalón o rampa, de tal forma que nos sea posible el simular condiciones especialmente adversas para el sistema y evaluar así el impacto de las renovables sobre la operación del sistema.

4.3. Integración del modelo.

Una vez han sido definidos todos los modelos por separado, es necesario integrarlos para así poder simularlos en su conjunto y estudiar el impacto global de las incidencias. El esquema de *Simulink* del sistema resultante es el que se muestra en la Figura 47.

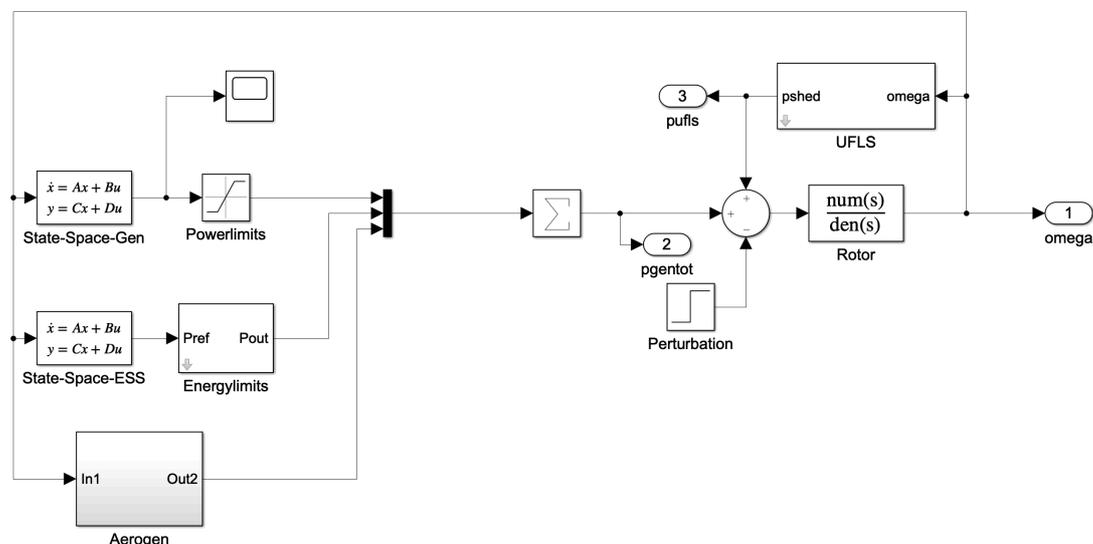
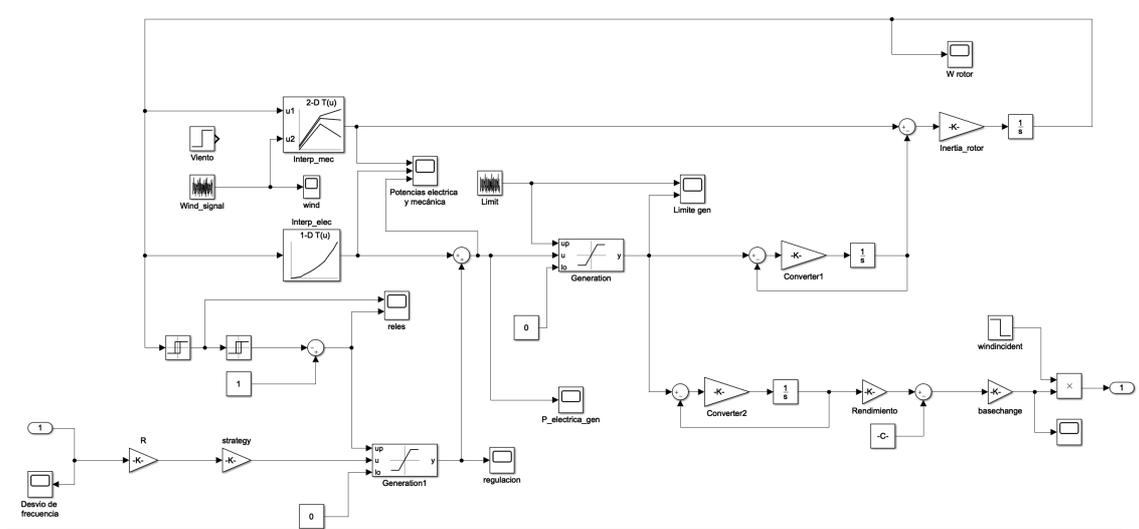


Figura 47. Modelo global resultante. Elaboración propia

Como se puede apreciar en la Figura 47 junto con los bloques que modelan los grupos de generación convencionales y la aportación energética de las baterías se ha añadido la generación aportada por el parque eólico, de forma que este contribuye a cubrir la demanda de la isla.

En la Figura 48 se puede ver una representación del diagrama de bloque resultante que se ha diseñado en el programa *Matlab*, haciendo uso del módulo *Simulink*, para llevar a cabo la simulación de la operación de los aerogeneradores.

Figura 48. Modelo de simulación en *Matlab Simulink*. Elaboración propia.

Este modelo cuenta con una serie de bloques que permiten el implementar variaciones en la forma de operar estos equipos, tales como la inclusión de un bloque llamado *strategy* que tomará los valores 0 o 1 en función de si queremos simular el caso en el que el aerogenerador regule la potencia (valor de *strategy* 1) o que no regule (valor de *strategy* 0), de forma que sea posible analizar las diferencias entre ambos casos.

Así como cabe destacar la existencia de un bloque llamado *Wind_signal* que se encarga de dar al sistema un valor de viento diferente cada segundo, en forma de vector, y cuyo origen será explicado en el próximo apartado del presente documento.

Por último, para que la producción del parque eólico sea comparable con la generación del sistema eléctrico, se ha añadido un bloque final que cambia las bases en pu del parque por las del sistema, así como un bloque llamado *windincident* que será empleado para poner a 0 el valor de la producción del aerogenerador en caso de que se quiera simular un fallo de este en la operación en un instante dado, como se puede apreciar en la Figura 49.

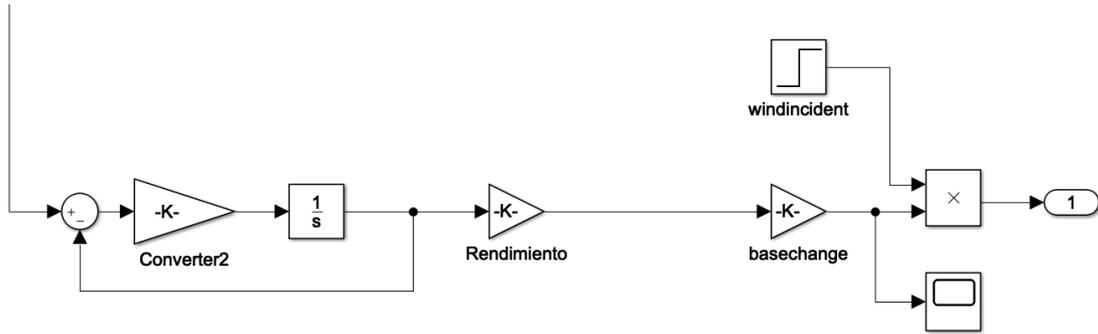


Figura 49. Modelado de la electrónica del aerogenerador y el cambio de base. Elaboración propia.

Con el objetivo de poder compara los resultados de la operación *deloaded* del aerogenerador con el caso en el cual este se encuentra generando inicialmente la máxima potencia pero cuenta con capacidad de regular (emulación de inercia), se han introducido dos relés, que se emplean para medir la velocidad de giro del rotor y estudiar si esta se encuentra por debajo del valor mínimo tolerable por el sistema, de tal forma que modifiquen el valor de la regulación máxima del sistema, estos relés así como las limitaciones de potencia se muestran en la Figura 50.

En el caso de que el sistema este operando por encima del valor mínimo de velocidad de giro se le permitirá regular la frecuencia libremente y más adelante se limitará la potencia máxima generada, mientras que en el momento que se de una velocidad inferior el valor límite de la regulación se convierte en cero de forma automática no permitiendo volver a regular durante esa simulación para evitar oscilaciones del valor de la frecuencia, reduciendo así la potencia eléctrica generada por el sistema y recuperando valores normales de la velocidad de giro del rotor.

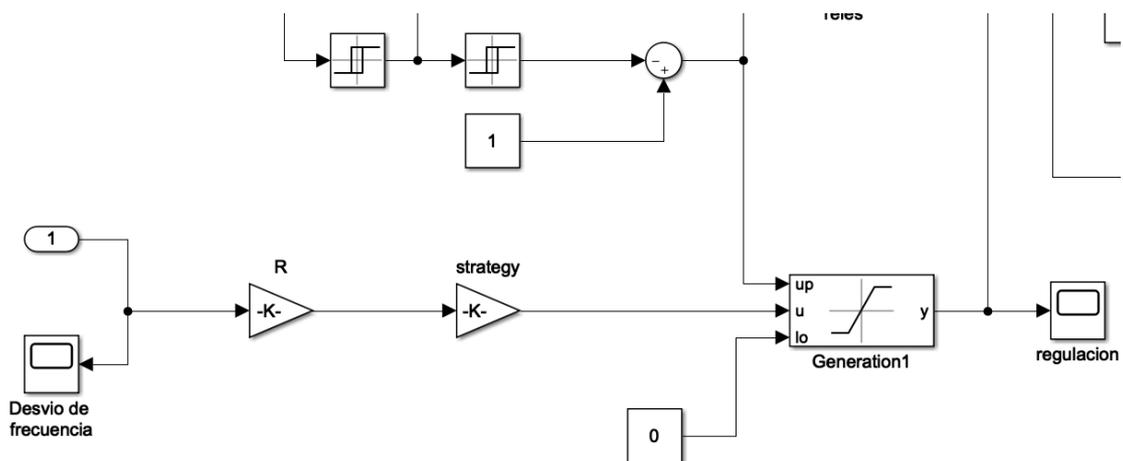


Figura 50. Detalle del control de frecuencia modificado. Elaboración propia.

En cuanto a los valores de las características operativas de las unidades de generación así como algunas de las características de la velocidad de viento, se integrarán a partir de los datos del archivo Excel (en el caso de que el viento se simule como un valor constante, una entrada tipo escalón o rampa), así como, en algunos de los casos de estudio, el perfil de viento que se empleará se ha creado generando un valor distinto de viento cada segundo de simulación según las expresiones matemáticas definidas en el capítulo anterior.

Estos datos se usarán para ver el efecto de la integración de las energías renovables en los servicios de regulación primaria de la frecuencia teniendo en cuenta la variabilidad de la fuente.

5. Simulación y resultados.

Una vez ha quedado completamente definido el modelo que se va a emplear para llevar a cabo el análisis del impacto de la generación eólica en el sistema eléctrico de la isla de La Palma, se han establecido los siguientes criterios para la elaboración de los escenarios a simular.

5.1 Sistema objeto de estudio.

Como se ha comentado anteriormente, en el presente estudio nos vamos a focalizar en sistemas eléctricos insulares, por ser estos más sensibles a posibles incidentes que puedan darse.

En este caso en particular se ha decidido que se analizará el sistema eléctrico de la isla de La Palma, en el Archipiélago canario.

Nos hemos decidido por este modelo puesto que se trata de un sistema que nos permite llevar a cabo de forma óptima los distintos objetivos de este estudio.

En primer lugar, se trata de un sistema del cual tenemos disponible información gracias a las publicaciones tanto de Red Eléctrica Española como de distintos organismos, así como la información que ya tiene recogida el Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia de Comillas (IIT) que será empleada en el presente trabajo.

Adicionalmente se trata de un sistema aislado (a diferencia de algunas de las otras Islas Canarias entre las que si existen conexiones como Lanzarote y Fuerteventura), de un tamaño suficientemente pequeño como para que la inclusión de las renovables sea relevante pero a su vez siga siendo robusto frente a las oscilaciones de estas.

Por último cabe destacar que se trata de un emplazamiento con gran potencial eólico, lo que incrementa el interés de esta isla para este estudio.

El sistema eléctrico de esta isla se caracteriza principalmente por el hecho de que prácticamente toda la energía eléctrica (casi un 90% del consumo total) se produce en la central térmica de Los Guinchos, mientras que la energía eólica empleada a día de hoy no llega al 10% del consumo diario.

La central térmica de los Guinchos es una central mixta que cuenta con una potencia total instalada de 80,2 MW, formados por una turbina de gas de una potencia instalada de 20,6 MW y ocho grupos diesel de distintas potencias, que se muestran en la Tabla 4.

Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4	Grupo 5	Grupo 6	Grupo 7	Grupo 8
4,92 MW	4,92 MW	4,92 MW	5,04 MW	7,52 MW	7,52 MW	12,6 MW	12,6 MW

Tabla 4. Potencia instalada de los grupos diesel de la central de los guinchos. Elaboración propia. [53]

En la Figura 51 se puede ver una representación del mix energético empleado para cubrir la demanda, así como la curva de demanda esperada y la producción programada para los distintos tramos de un día laboral normal en la isla de La Palma se muestra en la Figura 52.



Figura 51. Cobertura de la demanda energética en la isla de La Palma. [18]

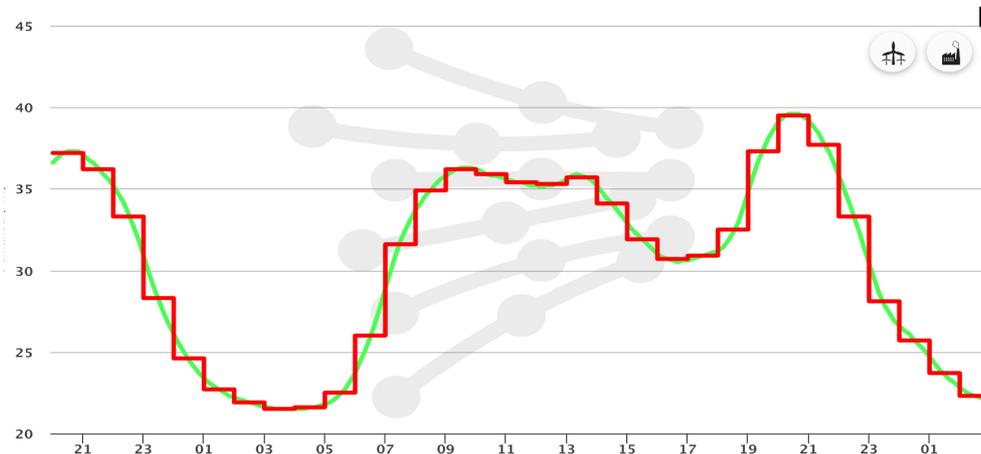


Figura 52. Curva de demanda prevista (verde) para escalones de producción programados (rojo) en un día. [18]

A pesar de lo dicho anteriormente, el hecho de que la producción eólica en la isla de La Palma sea tan baja a día de hoy, no quiere decir que no exista la posibilidad de llevar a cabo la instalación de estos equipos.

De hecho, según distintos estudios, existe potencial eólico suficiente en las zonas de Fuencaliente, Mazo o Garafía como para cubrir la totalidad de la demanda energética de la isla, como se puede apreciar en la Figura 53 y la Figura 54.

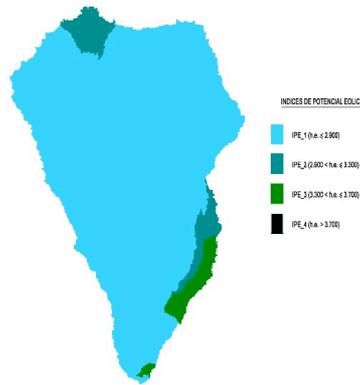


Figura 53. Mapa del potencial eólico en la isla de La Palma. [54]

Instituciones Locales	Capacidad de instalación (MW)	Superficie (m ²)
Fuencaliente	79,6	1.540.225
Mazo	7	878.533
Garafía	20	1.005.464
Total	153	6.105.449

Figura 54. Potencial eólico en la isla de La Palma. [54]

El hecho de que exista un potencial eólico tan elevado y que no se esté usando a día de hoy puede deberse al temor acerca de la inestabilidad que estos sistemas pueden generar sobre la red, debido a su variabilidad y demuestra nuevamente la importancia que tiene el ser capaces de incorporar estos equipos a los servicios de regulación, aprovechando así sus grandes ventajas en cuanto costes e impacto sobre el medioambiente.

5.2. Definición de escenarios.

Con el fin de determinar la criticidad de la inclusión de la producción renovable en el sistema, el modelo expuesto anteriormente simulará la operación del sistema eléctrico de La Palma, donde la producción inicial de cada uno de los grupos existentes en la isla será la representada en la Tabla 5.

Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4	Grupo 5	Grupo 6	Grupo 7	Grupo 8
2,5 MW	2,75 MW	3,0 MW	0 MW	4,0 MW	5,0 MW	7,0 MW	9,0 MW

Tabla 5. Producción establecida de cada unidad. Elaboración propia.

Para equilibrar el sistema en el inicio se ha establecido que la demanda total sea igual a la producción total inicial, es decir igual a 33,75 MW, más la producción eólica que exista en cada uno de los casos, se ha definido finalmente este valor porque nos permite simular la producción de todos los grupos dentro de sus límites así como se trata de un valor coherente con la información aportada por Red Eléctrica de España como se pudo ver en la Figura 52.

El modelo simulará intervalos de tiempo de 100 segundos en los cuales se producirá la caída de uno de los grupos anteriores en diferentes instantes de tiempo según se escoja. Para cada uno de los grupos cuyo fallo se ha forzado, se evaluará el comportamiento de la producción renovable y el del sistema en su conjunto mediante el control de los valores de la desviación de la frecuencia máxima y final, la existencia o no de un deslastre de cargas, los valores de producción de potencia de cada grupo, etc.

Esto mismo se hará para distintos perfiles de viento (constante, entrada tipo escalón, tipo rampa o siguiendo la distribución normal definida en el capítulo anterior), así como para distintos valores iniciales de viento, lo que influirá en la potencia eólica inicial, y para las principales estrategias de control de aerogeneradores propuestas, MPPT, seguimiento de máxima potencia con capacidad de regulación y la operación *deloaded* con control de regulación.

5.3 Comparativa entre MPPT y la operación *deloaded*.

En este caso inicial se busca estudiar cuál es la diferencia que existe en el impacto que tendría el incluir la operación de la generación eólica en los servicios de regulación primaria del sistema frente a la estrategia habitual de tratar de mantener siempre la operación en el punto de máxima producción. Este estudio se realizará en el caso de que el viento se comportase como una función constante, con el objetivo de evitar su influencia en la comparación.

Se ha escogido que la potencia eólica inicial sea de 1,75 MW, lo que resulta en un valor de viento inicial 10 m/s, y el escenario que se usará para estudiar la diferencia entre ambas estrategias será el fallo del grupo siete, de 7 MW, a los 20 segundos de comenzar la simulación.

5.3.1. Estrategia de seguimiento del punto de máxima potencia.

Los resultados obtenidos en este caso se muestran en las siguientes figuras, que hacen referencia a la variación de la frecuencia del sistema debido al incidente (Figura 55), así como al valor del deslastre de cargas que ha sido necesario realizar para evitar un impacto mayor sobre el mismo (Figura 56).

Por último, también se presenta un desglose de la regulación realizada por cada grupo (Figura 57).

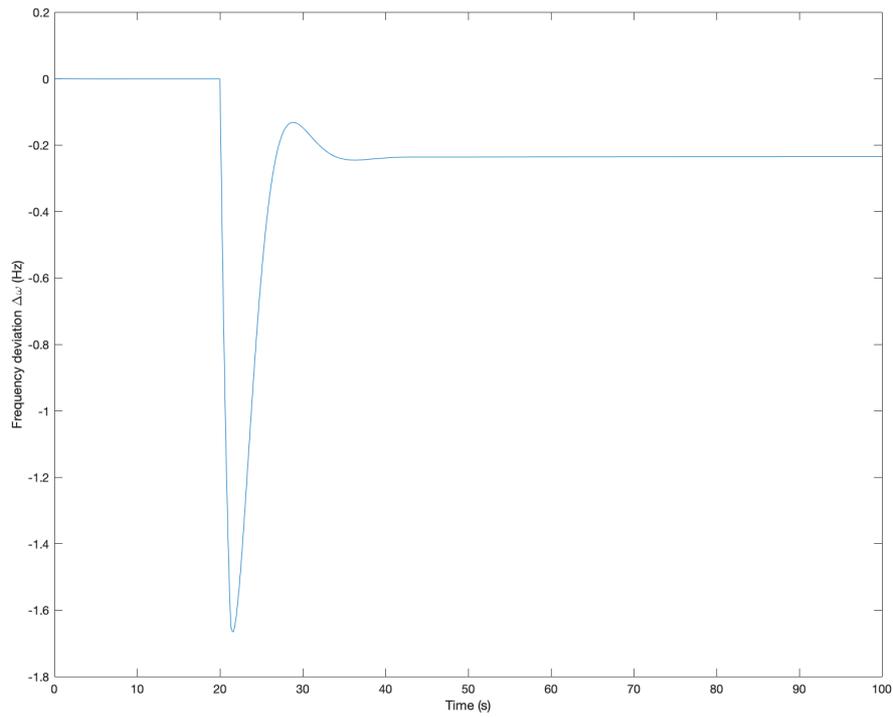


Figura 55. Desviación de frecuencia tras incidente de 7 MW con viento constante en operación MPPT.
Elaboración propia.

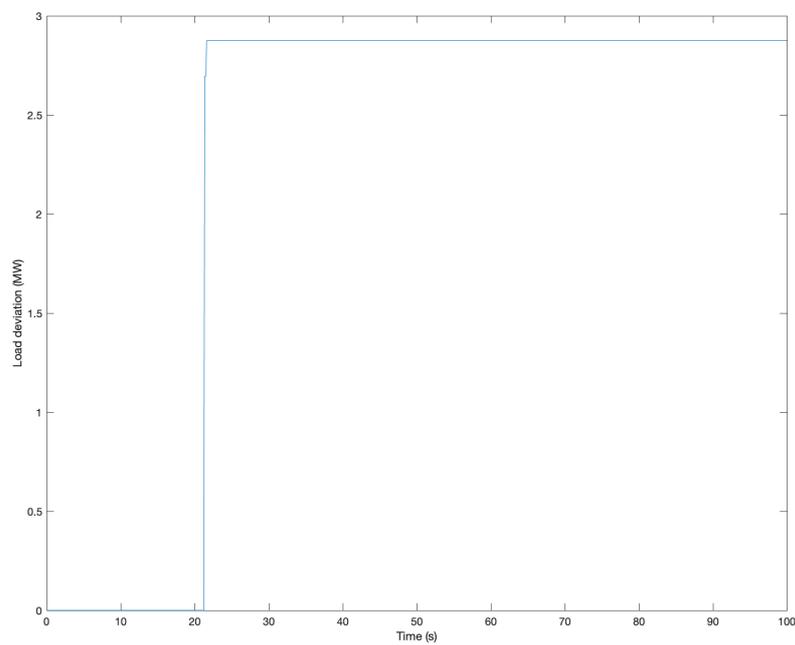


Figura 56. Deslaste de cargas en incidente de 7 MW con viento constante y operación MPPT.
Elaboración propia.

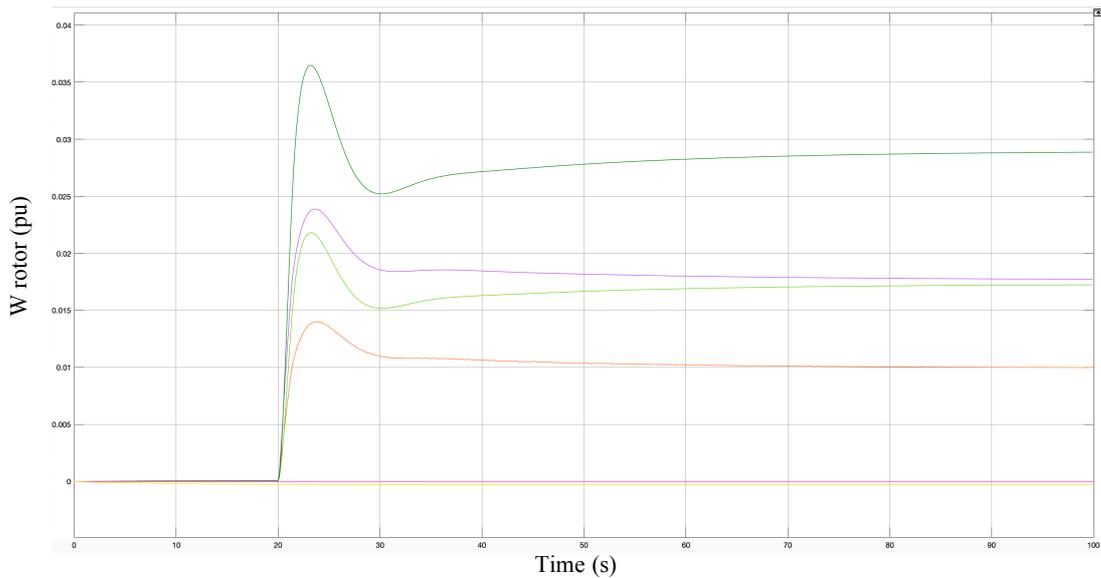


Figura 57. Desglose de la regulación de cada uno de los grupos activos en pu del sistema.
Elaboración propia

Como se puede apreciar, un incidente de estas características tiene una repercusión muy considerable sobre la estabilidad del sistema, llegando a sufrir un desvío de frecuencia máximo de $-1,66$ Hz, que supera ampliamente los valores máximos recomendados por ENTSOE (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*) [56] así como las recomendaciones dadas por Red Electrica de España en los procedimientos de operación para territorios extrapeninsulares [57] u otros organismos similares, si bien el sistema trata de equilibrarlos gracias al incremento de producción de cada uno de los grupos capaces de ello como se puede apreciar en la Figura 57, donde todos los grupos a excepción del aerogenerador (amarillo) y el grupo cuyo fallo se ha forzado (rosa), han aumentado su producción.

Gracias a esta regulación, así como al deslastre de $2,875$ MW realizado en el sistema, se ha conseguido estabilizar finalmente el valor de la frecuencia en $49,77$ Hz.

5.3.2. Estrategia de operación *deloaded* con capacidad de regulación.

A continuación se presentan los resultados obtenidos en el caso de que el aerogenerador esté funcionando por debajo de su potencia límite y por lo tanto este sea capaz de aumentar su producción para hacer frente a las incidencias del sistema, con el fin de compararlos con el caso anterior.

Se muestra tanto el valor del desvío de la frecuencia por unidad de tiempo (Figura 58) como los deslastres producidos por el sistema (Figura 59) así como la regulación ejercida por cada grupo del mismo (Figura 60).

Estos resultados se encuentran a su vez recogidos en la Tabla 6.

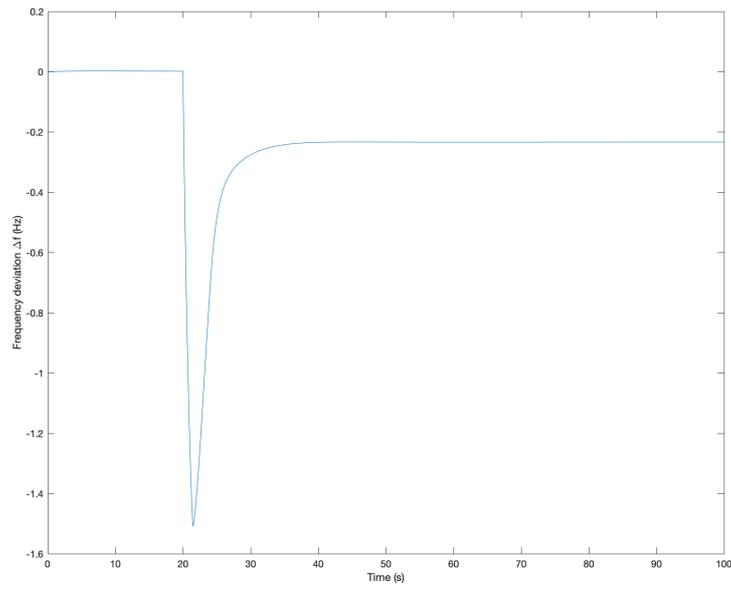


Figura 58. Desvío de la frecuencia tras incidente de 7 MW con viento constante en operación *deloaded*.
Elaboración propia.

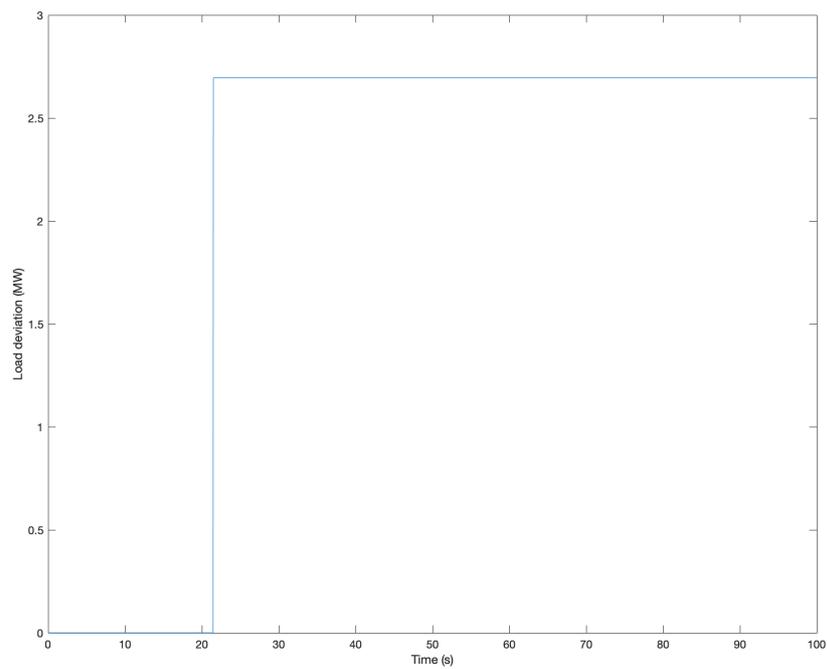


Figura 59. Deslastre de cargas en incidente de 7 MW con viento constante y operación *deloaded*.
Elaboración propia.

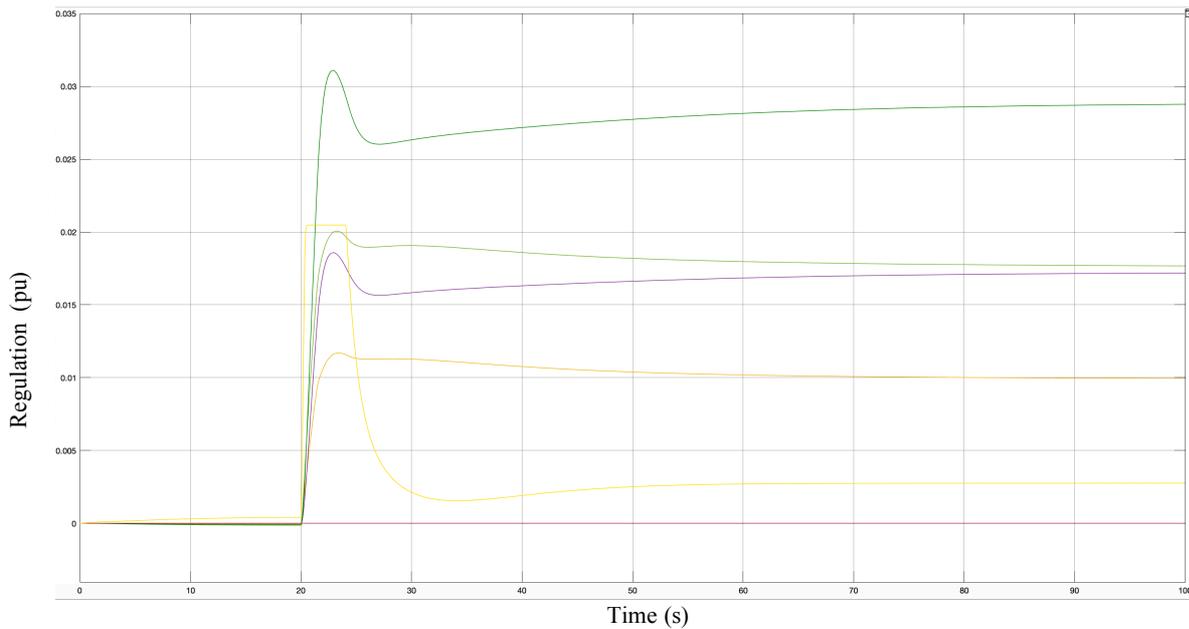


Figura 60. Desglose de la regulación de cada uno de los grupos activos en pu del sistema.
Elaboración propia.

Como se puede apreciar en la Figura 58 y la Figura 59, el impacto de un fallo de estas características sobre el sistema sigue siendo considerable si atendemos tanto a su efecto sobre el desvío de la frecuencia, como a los deslastes producidos, alcanzando valores que nuevamente exceden los límites deseables con un desvío de frecuencia máximo de 1,51 Hz y habiéndose producido un deslastre de 2,6954 MW.

A pesar de que el empleo de esta estrategia no ha sido capaz de absorber por completo esta incidencia, cabe destacar que los resultados obtenidos son sensiblemente mejores que en el caso anterior en el que no se contaba con la capacidad de regular la potencia, reduciendo el valor del desvío máximo y final de la frecuencia, así como de las cargas a las cuales se les deja de suministrar energía mediante el deslastre.

	Δf_{max} (Hz)	Δf_{final} (Hz)	Deslastre (MW)
MPPT	- 1,66	- 0,2348	2,8750
Deloaded	- 1,51	- 0,2337	2,6954

Tabla 6. Comparación de resultados para estrategias MPPT y *deloaded*. Elaboración propia.

Cabe destacar que estos resultados podrían mejorarse sensiblemente en el caso de que se hubiera dado un aumento en la velocidad de viento en el momento del incidente, puesto que se puede apreciar en la Figura 60 como el aerogenerador alcanza rápidamente la potencia límite que es capaz de suministrar para ese viento.

En cuanto al comportamiento y operación interna de los aerogeneradores bajo esta estrategia, cabe destacar que el hecho de que el sistema se vea obligado a subir de forma tan drástica su producción de energía eléctrica se traduce en un muy considerable

impacto sobre las características mecánicas de la turbina. Al verse obligada a producir una gran cantidad de energía de forma brusca, esta cede gran cantidad de la energía cinética almacenada en el giro del rotor, produciéndose así un frenado de la velocidad de rotación de las palas con el fin de extraer de estas la mayor cantidad de energía posible, como se puede apreciar en la Figura 61.

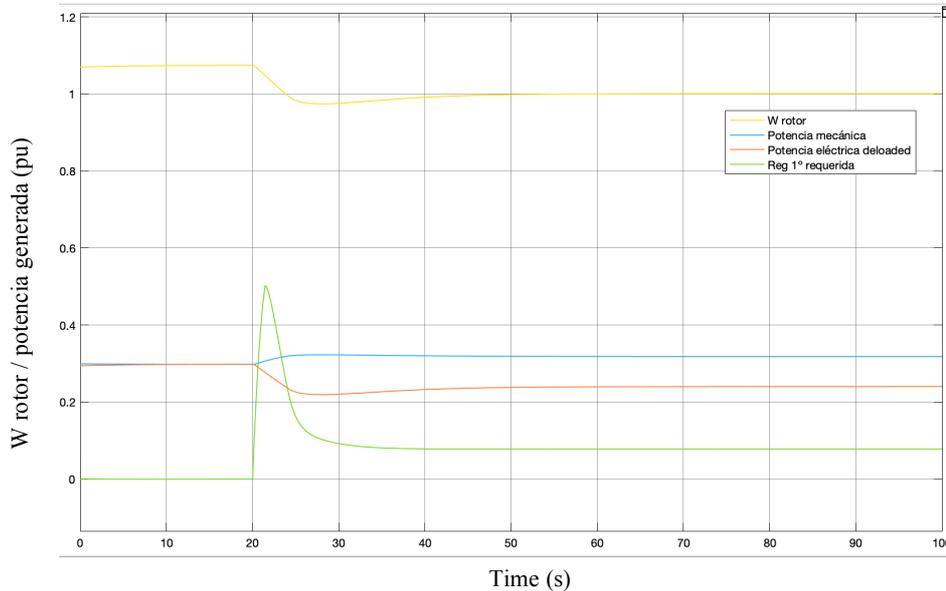


Figura 61. Representación de la variación de la potencia mecánica aportada por la máquina.
Elaboración propia.

Como se puede apreciar esta reducción de la velocidad de giro del rotor genera un aumento de la potencia mecánica aportada por el sistema, este fenómeno se puede percibir fácilmente si nos centramos en el estudio de las curvas de potencia del aerogenerador mostradas anteriormente en la Figura 27, donde se ve que en el caso de trabajar con operación *deloaded* es necesario reducir w_r para poder aumentar el valor de la potencia en la curva (desplazarse a la derecha en la curva de un viento dado). Sin embargo esta reducción de la velocidad de giro del rotor también se refleja en una bajada de la potencia eléctrica programada para ser suministrada a la red, lo que podría suponer un problema para el control y la operación del sistema, como se puede ver en la Figura 62 así como la Figura 63 muestra un detalle ampliado de la situación.

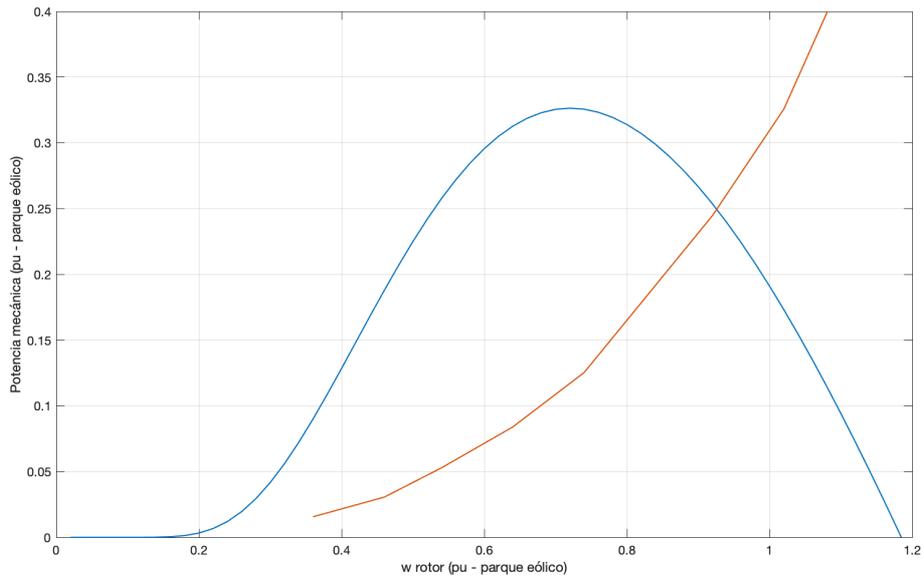


Figura 62. Curva de potencia para 10 m/s de viento y curva de operación deloaded. Elaboración propia.

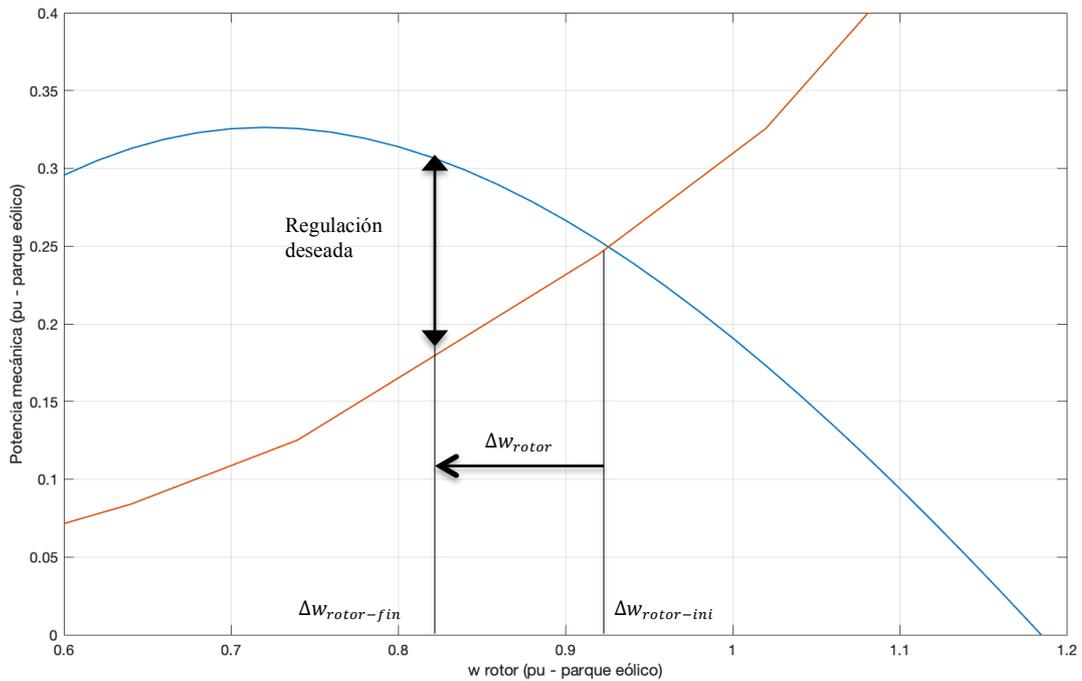


Figura 63. Detalle del efecto del cambio de la velocidad de rotor en la curva de potencia.

Una vez comparados ambas estrategias ha quedado demostrado que la operación *deloaded* de aerogeneradores tiene un impacto positivo sobre la estabilidad de la red eléctrica en condiciones ideales de operación, motivo por el cual se considera importante el realizar un estudio de cuál es su comportamiento en condiciones en las cuales el viento pueda variar de un segundo a otro de forma brusca. Para ello haremos uso de las funciones de viento que fueron definidas en capítulos anteriores.

5.3.3. Comparativa de estrategias MPPT y Deloaded con viento variable.

Con el fin de determinar las diferencias que se darían en el sistema para cada una de estas estrategias empleando un perfil de viento variable y poder compararlo con los resultados para el viento continuo, se ha decidido llevar a cabo la simulación del mismo caso que se ha realizado anteriormente, con una generación eólica inicial de 1,75 MW y simulando la pérdida del grupo siete a los 20 segundos de comenzar la simulación, los resultados obtenidos se muestran a continuación.

Se muestra tanto el valor del desvío de la frecuencia por unidad de tiempo (Figura 64) como los deslastes producidos por el sistema (Figura 65) para ambos casos. En la Tabla 7. Comparación de resultados para estrategias MPPT y *deloaded* con viento variable. se muestra además una comparativa de los valores alcanzados.

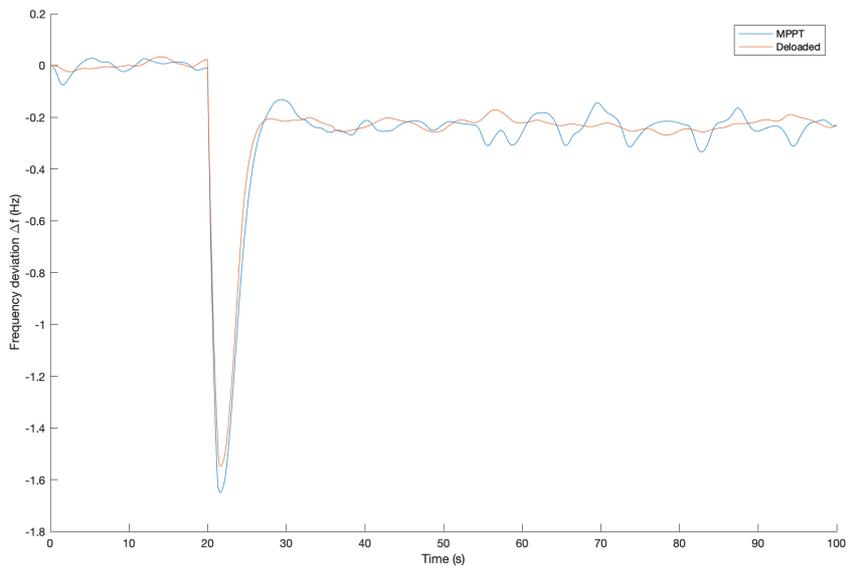


Figura 64. Comparativa de la respuesta en tiempo de la frecuencia para ambas estrategias. Elaboración propia.

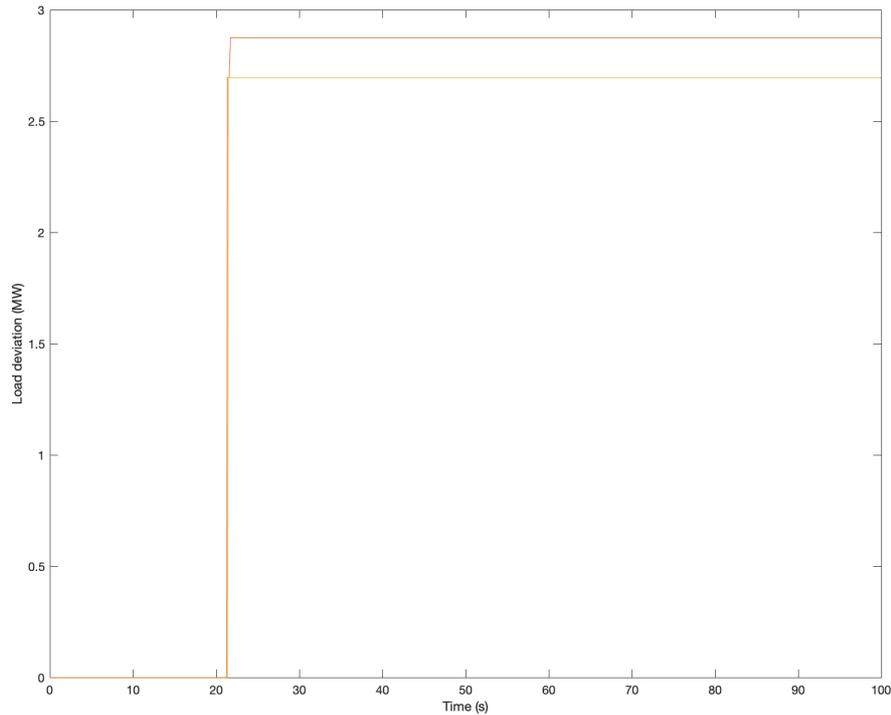


Figura 65. Comparativa del valor del deslastre de cargas realizado en cada uno de los casos.
Elaboración propia.

	Δf_{max} (Hz)	Δf_{final} (Hz)	Deslastre (MW)
MPPT	- 1,67	-	2,875
Deloaded	- 1,52	-	2,695

Tabla 7. Comparación de resultados para estrategias MPPT y *deloaded* con viento variable.
Elaboración propia.

En comparación con los resultados que se obtenían para el caso anterior en el cual la velocidad del viento era constante, se puede apreciar que los valores de las frecuencias mínimas alcanzadas y los deslastres de cargas acometidos se mantienen iguales o muy cercanos al caso anterior. A pesar de esta similitud de resultados, cabe destacar que esta variación en la velocidad de viento en un sistema de pequeño tamaño, como el estudiado, genera una variabilidad continua en el valor de la frecuencia que no ha permitido el tomar un valor sobre el desvío de la frecuencia final; si bien es cierto que se puede apreciar en la gráfica de la Figura 64 que en el caso del uso del aerogenerador descargado con capacidad para ayudar en los servicios de regulación, la respuesta en tiempo de la frecuencia contaba con una forma de onda más suavizada que en caso de operar en el punto de máxima potencia.

Al igual que en el caso de operar con viento constante, la operación *deloaded* ha resultado una estrategia que mejora la estabilidad del sistema ante posible incidencias que puedan surgir en la red, es por ello por lo que consideramos importante el

analizarla ante distintos escenarios de viento y operación de red, comparándola a su vez con la otra estrategia previamente definida como es la estrategia de seguimiento del punto de máxima potencia con capacidad de regulación y control de velocidad e rotor, con el fin de conocer como es su comportamiento en distintas situaciones.

5.4. Comparativa de la operación *Deloaded* y estrategia de máxima potencia con capacidad de regulación.

En el presente apartado se busca estudiar la diferencia que existe en el impacto que se produce sobre la estabilidad de la red eléctrica por el hecho de introducir los aerogeneradores dentro de la misma siguiendo dos estrategias bien diferenciadas como son la operación *deloaded* o la del seguimiento del punto de máxima potencia con capacidad de regulación y control de velocidad mínima de rotor. [58]

Para ello se volverá a simular el mismo caso que se hizo para la comparativa con la estrategia MPPT, con una potencia eólica inicial de 1,75 MW, y se estudiarán los resultados obtenidos, teniendo en cuenta que para el caso de la generación de máxima potencia se ha establecido un límite de 0,8 pu de velocidad (aproximadamente 1,25 rad/s), se ha escogido este valor por ser muy cercano a los que se suelen emplear en los estudios especializados acerca de estos temas [59][60]

5.4.1. Comparativa de resultados con viento simulado como valor constante

En primer lugar se tratará de estudiar el comportamiento de estos dos sistemas ante una incidencia sin tener en cuenta el efecto que el viento pueda tener sobre su operación o la estabilidad de la red eléctrica.

Los resultados obtenidos para la variación del viento en función del tiempo se reflejan en la Figura 66 mientras que los valores de las desviación máxima de la frecuencia, el deslastre de cargas producido o el valor final del desvío de la frecuencia se muestran en la Tabla 8 se muestran a continuación.

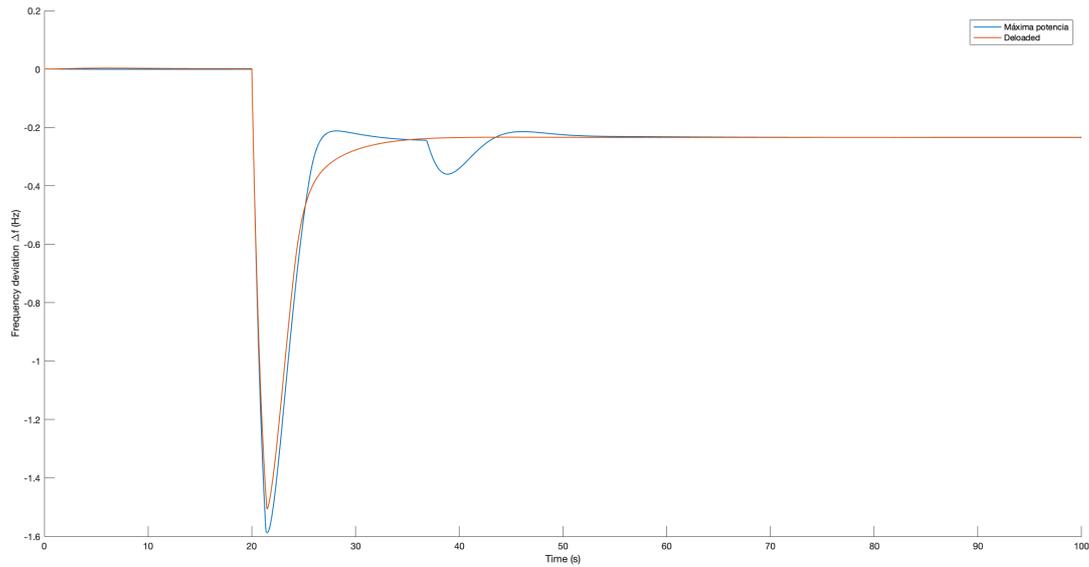


Figura 66. Comparativa del valor del desvío de frecuencia por unidad de tiempo. Elaboración propia.

	Δf_{max} (Hz)	Δf_{final} (Hz)	Deslastre (MW)
MPPT	- 1,66	- 0,2348	2,8750
Regulación en máxima potencia	- 1,59	-0.2342	2,8750
Deloaded	- 1,51	- 0,2337	2,6954

Tabla 8. Comparativa de resultados entre las distintas estrategias. Elaboración propia.

Como se puede apreciar en la Tabla 8, los resultados obtenidos para ambas estrategias mejoran a aquellos que se daban en el caso de que no se pudiera contar con los aerogeneradores para llevar a cabo la regulación de la frecuencia del sistema, puesto que el desvío máximo de la frecuencia que se produce es inferior al del caso con estrategia MPPT. Además también podemos ver en la Figura 66 que en el caso de uso de la operación *deloaded*, debido a contar con una mayor cantidad de reserva a subir, el sistema alcanza valores pico de frecuencia bastante inferiores a los que se obtienen con el uso de la estrategia de máxima potencia y se obtienen deslastres de carga sensiblemente inferiores.

Llama la atención cómo aproximadamente a los 35 segundos se da una nueva incidencia en el caso de la curva de máxima potencia, esta incidencia es debida a que el valor de la velocidad de giro del rotor alcanza los 0,8 pu que es el valor mínimo permitido por el sistema y por lo tanto este considera que ya ha empleado demasiada cantidad de su energía cinética en la regulación de la frecuencia y es necesario volver al punto de producción anterior.

Esto se puede ver reflejado en la Figura 67 y la Figura 68 donde se puede apreciar la evolución de la velocidad de giro del rotor de la máquina y la generación eléctrica producida para distintos instantes de tiempo.

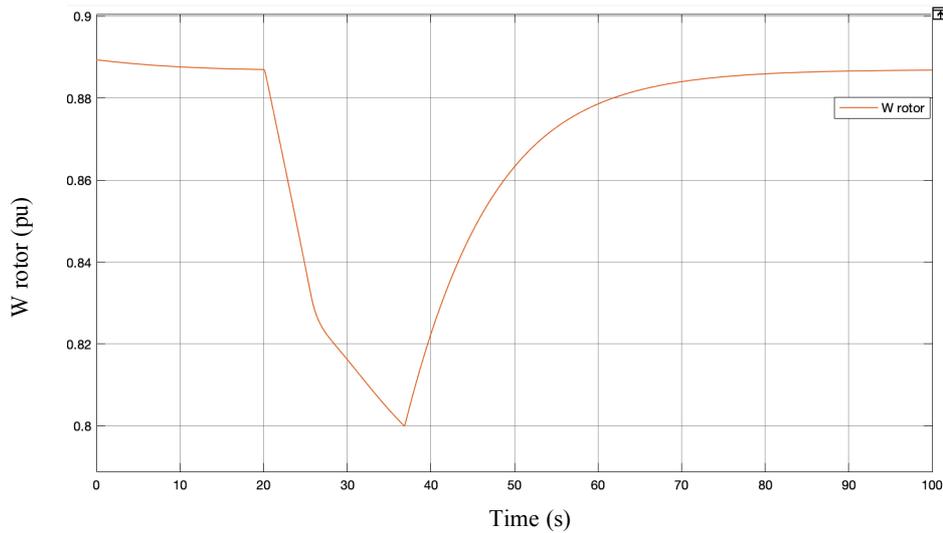


Figura 67. Velocidad de giro del rotor por unidad de tiempo. Elaboración propia.

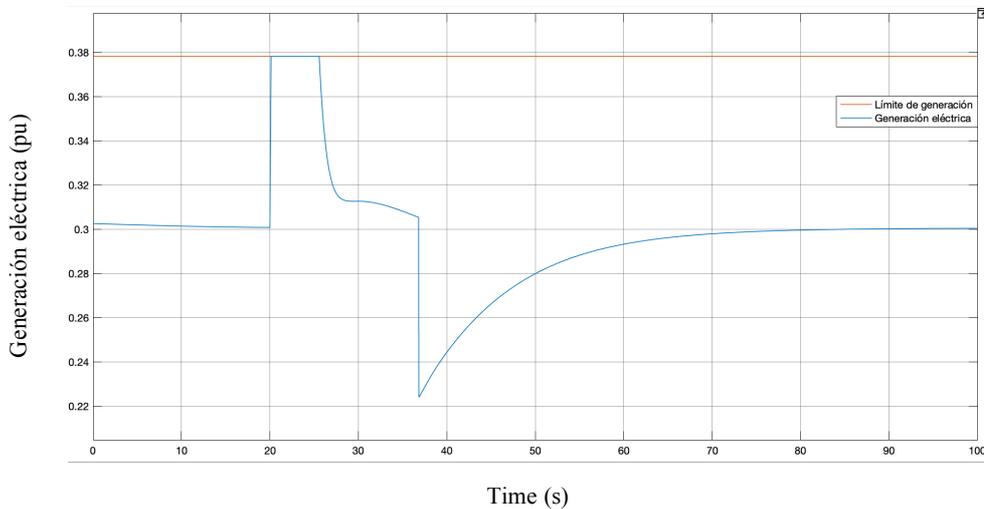


Figura 68. Producción de potencia eléctrica del aerogenerador por unidad de tiempo. Elaboración propia.

Como se puede apreciar, en el instante en el cuál la velocidad del rotor alcanza por primera vez el valor de los 0,8 pu se produce una disminución muy brusca de la potencia puesto que el aerogenerador busca recuperar de la forma más rápida posible el punto de máxima potencia para dicha velocidad de viento, como se explicó en el capítulo 3.5, gracias a esta reducción de potencia la velocidad de rotor aumenta hasta alcanzar nuevamente las condiciones iniciales de operación.

Esta disminución de la potencia es la causante de que se produzca esa segunda oscilación en el sistema.

En las siguientes secciones se estudiarán las diferencias que existen entre estas dos estrategias en el caso de que se produzcan variaciones de la velocidad del viento al mismo tiempo que se dan las distintas incidencias.

5.4.2 Comparativa de resultados con viento simulado por entrada tipo escalón

En el presente apartado se estudiará un caso similar al anterior con el fin de identificar las diferencias que existen entre estas dos estrategias en el caso de que se de un cambio de la velocidad de viento brusco que será modelado mediante una entrada de tipo escalón.

Cabe destacar que un cambio en la velocidad de viento modifica también el valor de la velocidad óptima de rotación para alcanzar la potencia óptima y en el caso de estudio que se va a realizar, este descenso de velocidad de viento podría hacer que la velocidad óptima del sistema quedara por debajo de la mínima, desvirtuando así el resultado y la comparativa de estas estrategias, por ese motivo se ha decidido comenzar con una potencia eólica inicial de 2,5 MW (viento medio inicial de 11,3 m/s) y se simulará el fallo del grupo siete (7 MW de potencia) con un descenso de la velocidad de viento de 2 m/s.

Los resultados obtenidos para el desvío de la frecuencia por unidad de tiempo se muestran en la Figura 71 así como Tabla 9 aporta más información acerca del comportamiento del sistema en cada caso.

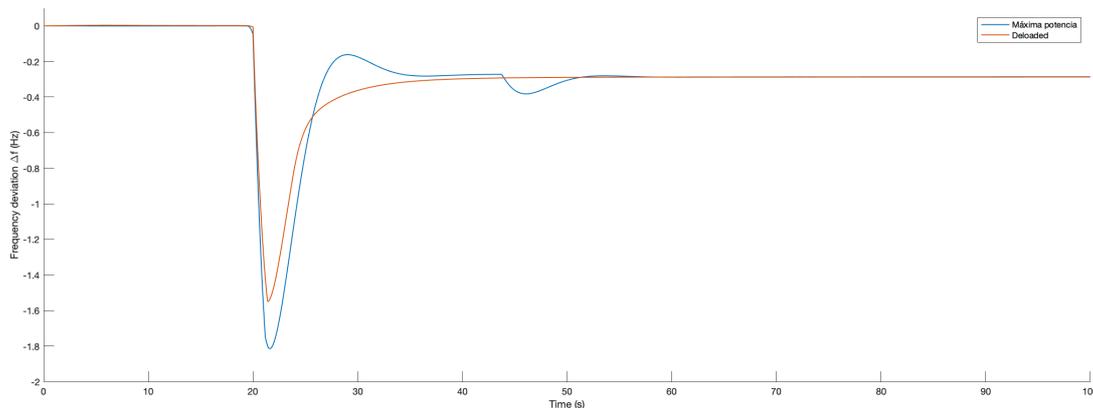


Figura 69. Comparación del desvío de la frecuencia para ambas estrategias con viento cambiante según escalón de 2 m/s. Elaboración propia.

	Δf_{max} (Hz)	Δf_{final} (Hz)	Deslastre (MW)
Regulación en máxima potencia	- 1,81	- 0,2873	2,9392
Deloaded	- 1,55	- 0,2859	2,7554

Tabla 9. Comparativa de resultados entre ambas estrategias. Elaboración propia.

Ante esta situación nuevamente se puede comprobar como en el caso en el cual se emplea el sistema deloaded se obtienen valores considerablemente inferiores del desvío de la frecuencias gracias, nuevamente, a la mayor reserva generada debido a esta

descarga. Además también se comprueba que nuevamente existe una diferencia entre los deslastes producidos en ambos casos así como en el caso de la estrategia de seguimiento de máxima potencia se vuelve a dar una segunda perturbación pasados los 40 segundos debido a que se ha alcanzado la velocidad mínima permitida por el sistema para la velocidad de giro del rotor y por lo tanto este deja de generar la potencia de regulación y busca recuperar su velocidad anterior al incidente, cabe destacar que este incidente es lo suficientemente posterior a la incidencia como para no influir directamente sobre los valores que se alcanzan en ella. En la Figura 70 se puede ver la evolución de la velocidad de giro del rotor durante la simulación.

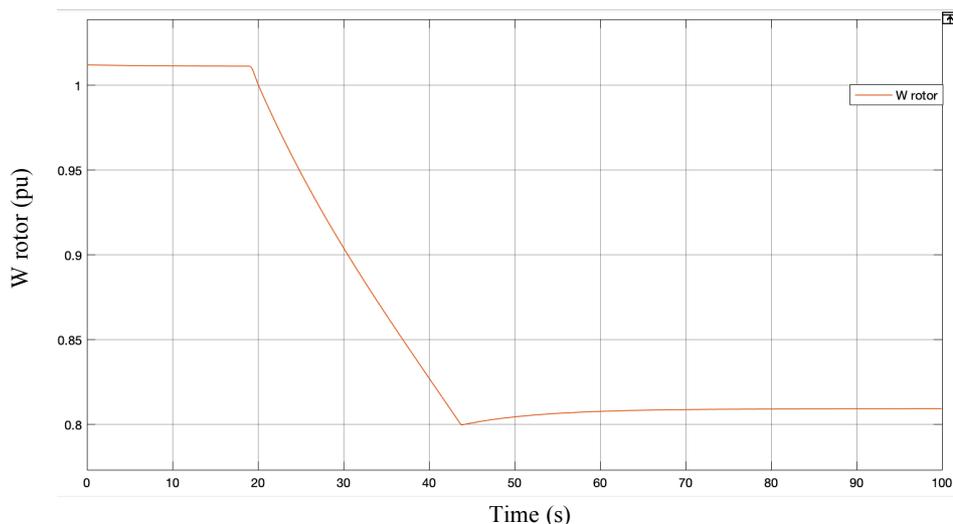


Figura 70. Seguimiento del valor de la velocidad de giro del rotor en pu por unidad de tiempo. Elaboración propia.

Como se puede comprobar en la Figura 70, debido a la necesidad de regulación, el sistema se ha visto obligado a reducir su velocidad de giro con fin de extraer una mayor cantidad de potencia que verter a la red. Una vez se alcanza el valor mínimo de esta velocidad que permite el sistema (0,8 pu) este trata de recuperar el punto de máximo potencia pero debido a la bajada de velocidad de viento que se ha producido, la velocidad de giro óptima del sistema también se ha visto reducida, motivo por el cuál el sistema se estabiliza en una velocidad muy inferior a la que tenía originalmente.

Este mismo fenómeno se puede ver reflejado si atendemos a la producción final del sistema que es considerablemente inferior a la que se daba para las condiciones iniciales, como se muestra en la Figura 71 que refleja la producción eléctrica del sistema por unidad de tiempo en el caso simulado.

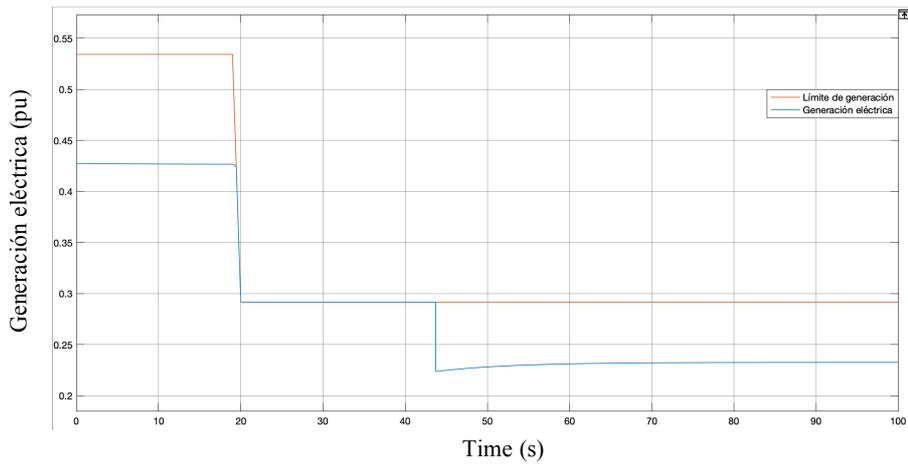


Figura 71. Potencia eléctrica generada por unidad de tiempo para el sistema. Elaboración propia.

5.4.3 Comparativa de resultados con viento simulado por entrada tipo rampa

En el presente apartado se pretende estudiar las posibles diferencias que se puedan dar en el sistema en función de si se emplea una estrategia con operación deloaded o con seguimiento de máxima potencia con capacidad de regulación y control de velocidad mínima de rotor en el caso en el cual se produzcan variaciones de la velocidad del viento teniendo en cuenta el tiempo que pueda tardar este en alcanzar su valor final.

Para ello se simulará un caso igual al anterior con la peculiaridad de que esta vez el valor del viento tardará 5 segundos en alcanzar el valor final de 2m/s menor que el viento inicial, con el fin de determinar cuál de las dos estrategias alcanza mejores resultados bajo estas condiciones.

Los resultados obtenidos para el desvío de la frecuencia por unidad de tiempo se muestran en la Figura 72 así como la Tabla 10 aporta más información acerca del comportamiento del sistema en cada caso.

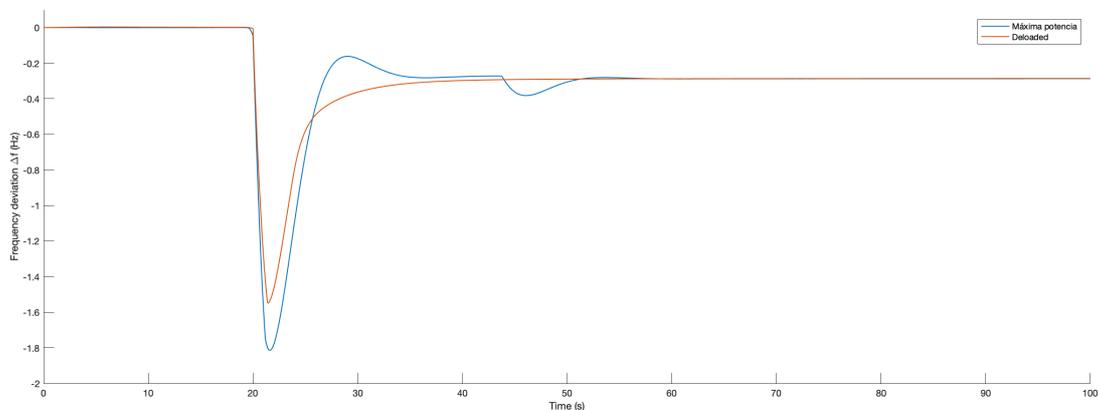


Figura 72. Comparación del desvío de la frecuencia para ambas estrategias con viento cambiante según escalón de 2 m/s. Elaboración propia.

	Δf_{max} (Hz)	Δf_{final} (Hz)	Deslaste (MW)
Regulación en máxima potencia	- 1,66	- 0.2873	2,9392
Deloaded	- 1,54	- 0,2859	2,7554

Tabla 10. Comparativa de resultados entre ambas estrategias. Elaboración propia.

Nuevamente se puede comprobar como los resultados siguen una tendencia similar a los casos estudiados anteriormente, ofreciendo la operación deloaded una capacidad de regulación superior frente a las incidencias que se producen en el sistema. Aunque cabe resaltar que el hecho de suavizar la velocidad de variación del viento genera en este caso una mayor similitud entre los resultados obtenidos en relación al caso previo en el cuál las condiciones ambientales cambiaban de forma más brusca.

5.4.4 Comparativa de resultados con viento simulado por función normal

Por último se ha decidido comprobar que ocurriría en el caso en el que se produjesen variaciones de viento continuas de forma similar a las estudiadas en el caso 5.3.3. Comparativa de estrategias MPPT y Deloaded con viento variable., nuevamente este perfil de viento será generado mediante el uso de la función normal que se había definido previamente.

Los resultados obtenidos para el desvío de la frecuencia por unidad de tiempo se muestran en la Figura 73 así como la Tabla 11 aporta más información acerca del comportamiento del sistema en cada caso.

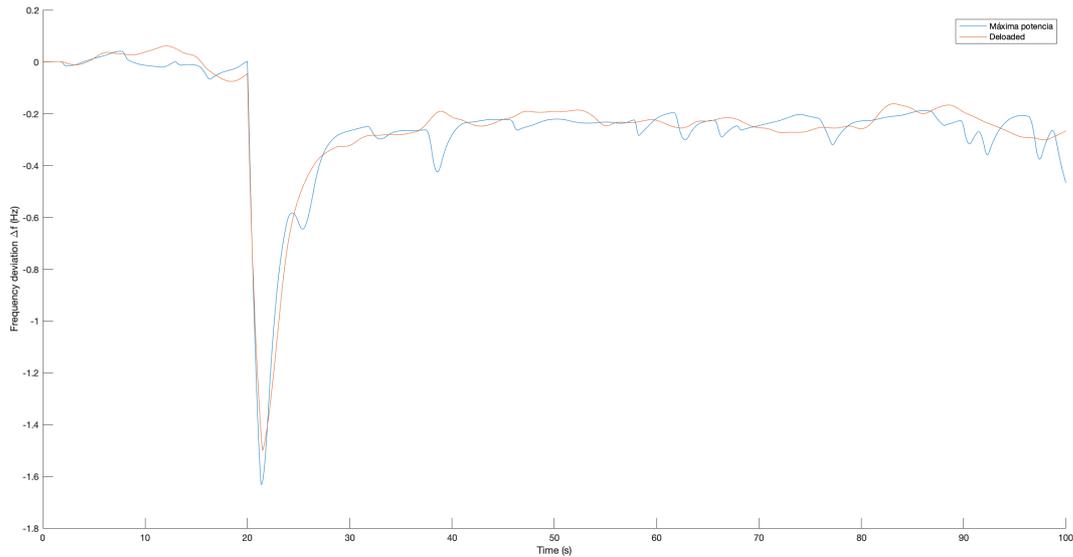


Figura 73. Comparación del desvío de la frecuencia para ambas estrategias con viento cambiante según escalón de 2 m/s. Elaboración propia.

	Δf_{max} (Hz)	Δf_{final} (Hz)	Deslastre (MW)
Regulación en máxima potencia	- 1,63	-	2,7554
Deloaded	- 1,50	-	2,7554

Tabla 11. Comparativa de resultados entre ambas estrategias. Elaboración propia.

Nuevamente podemos comprobar que la estrategia de operación deloaded ha generado unos resultados más favorables para el sistema que el caso de la operación en el punto de máxima potencia (desvío máximo del valor de la frecuencia de 0,13 Hz inferior) aunque es importante resaltar que por primera vez el valor del deslastre de cargas realizado en cada uno de los casos es igual, lo que presenta una mejora sustancial en los resultados de la operación con máxima potencia y capacidad de regulación.

Cabe destacar que al igual que ocurrió anteriormente, el hecho de que la velocidad de viento cambie de forma tan brusca de un segundo otro en un sistema de tan pequeño tamaño genera una variabilidad que no permite el definir un valor preciso para la variación final de la frecuencia, así como resulta importante resaltar que en este caso no se ha alcanzado el valor límite de la velocidad de giro del rotor, motivo por el cuál no se ha dado el caso de una nueva incidencia de menor gravedad como ocurría en los casos anteriores. En la Figura 74 se puede apreciar la evolución de la velocidad de giro de la turbina por unidad de tiempo.

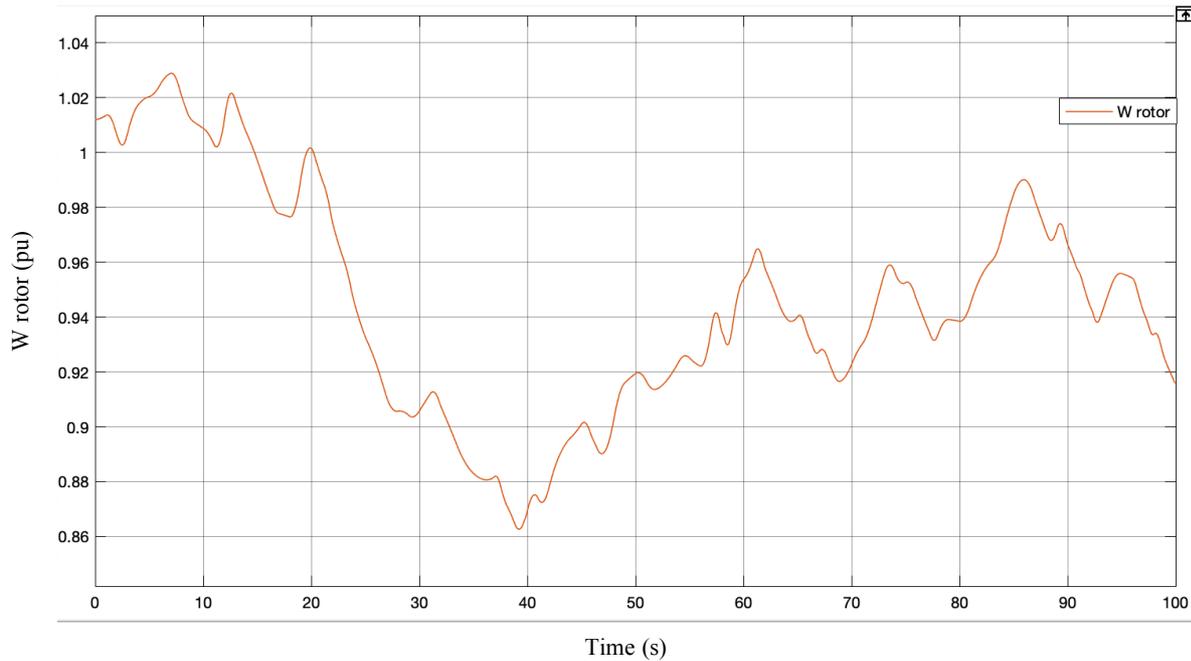


Figura 74. Velocidad de giro del rotor en pu por unidad de tiempo. Elaboración propia.

De todos los casos que han sido objeto de estudio se ha llegado a la conclusión de que los mejores resultados de cara a garantizar la estabilidad del sistema desde el punto de vista de la frecuencia y los deslástres producidos se dan para aquellas situaciones en las cuales se ha empleado la operación *deloaded*, liberando un mayor espacio de potencia en la turbina para la regulación.

Por este motivo se considera importante el continuar estudiando los límites de esta estrategia frente a diferentes incidentes o perturbaciones, con el fin de evaluar como podría ser su comportamiento ante situaciones reales de operación. Durante las siguientes secciones se realizará un análisis más profundo de esta estrategia y sus resultados.

5.5 Estudio del impacto del instante de cambio de viento.

En el presente apartado, se pretende estudiar cuál es el impacto que tendría sobre la operación *deloaded* del sistema que se diese una disminución de la velocidad del viento antes, durante o después de que se diera el incidente sobre el sistema.

Para ello se llevará a cabo un estudio en un caso similar al visto anteriormente, con una producción eólica inicial igual a 2 MW (10,5 m/s de velocidad de viento) donde el grupo siete volverá a fallar, produciendo un desfase de 7 MW entre la producción y la demanda, con la diferencia de que en este caso se producirá una disminución de la velocidad del viento que hará que este alcance una velocidad final de 8 m/s (disminución instantánea de 2,5 m/s) en distintos momentos de tiempo, que será suministrada al sistema como una entrada para el valor del viento de tipo escalón.

En cada una de las simulaciones realizadas se estudiará tanto la respuesta de la frecuencia del sistema, como los posibles deslastes de cargas que se puedan dar.

Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 12 así como en la Figura 77 se muestra el valor alcanzado por el desvío máximo de la frecuencia en cada caso, mientras que el deslastre al que se ha sometido el sistema en cada uno de los escenarios se representa en la Figura 76 :

Desviación del tiempo inicial con respecto al fallo del grupo (s)	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20
Desvío de frecuencia máximo (Hz)	-1,5423	-1,5613	-1,5955	-1,6505	-1,6921	-1,5010	-1,5010	-1,5010	-1,5010
Deslastre de cargas (MW)	2,7169	2,7169	2,8980	2,8980	2,8980	2,7169	2,7169	2,7169	2,7169

Tabla 12. Resultados para el caso de pérdida de 7 MW de generación con variación de viento en distintos instantes por entrada tipo escalón. Elaboración propia.

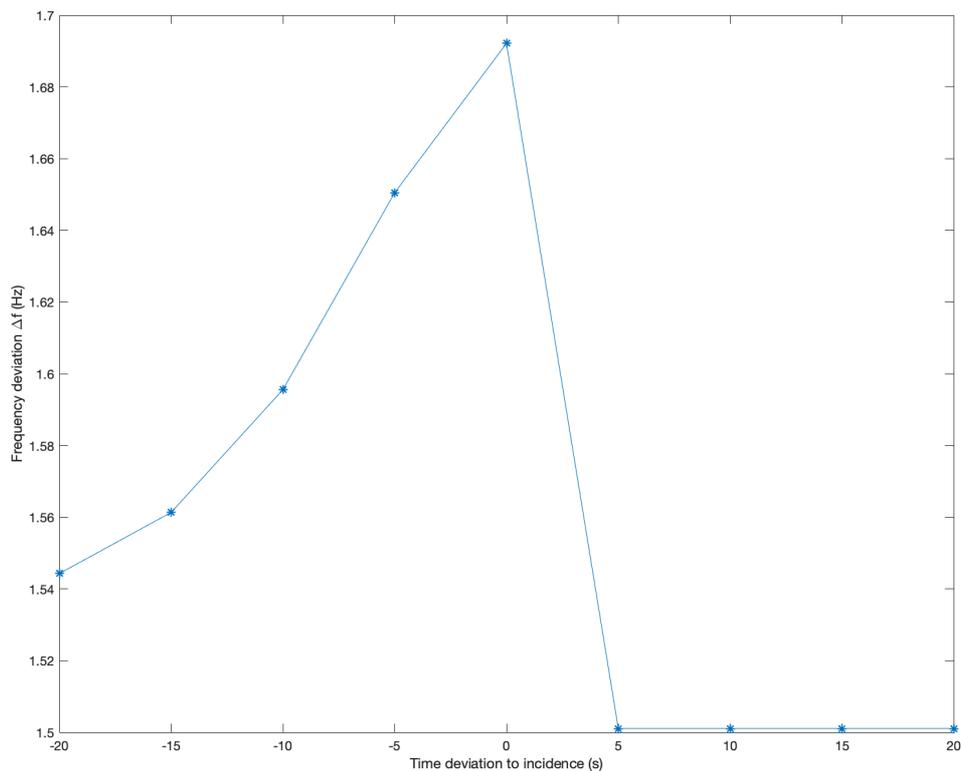


Figura 75. Desviación máxima de la frecuencia ante pérdida de 7 MW de generación con variación de la velocidad de viento en distintos instantes de tiempo. Elaboración propia.

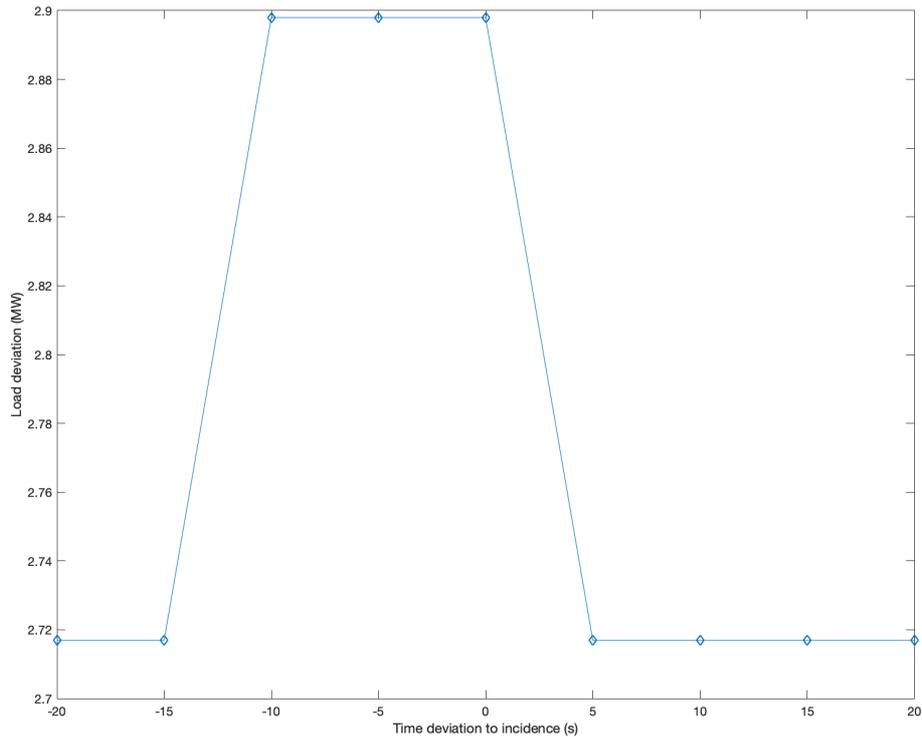


Figura 76. Deslaste de cargas ante incidencia de 7 MW de generación con disminución de la velocidad de viento en distintos instantes de tiempo. Elaboración propia.

Como se puede ver en los resultados presentados, el instante de tiempo en el cual tiene lugar el cambio del viento en relación al momento en el cual se da el incidente tiene un impacto considerable a la hora de estudiar el comportamiento de una red eléctrica de estas condiciones en la que se cuenta con poder emplear el aerogenerador para la regulación primaria de frecuencia.

Por último en la Figura 77 se muestra una comparativa del valor de la desviación de la frecuencia en cada instante de la simulación, para todos los casos objeto de estudio.

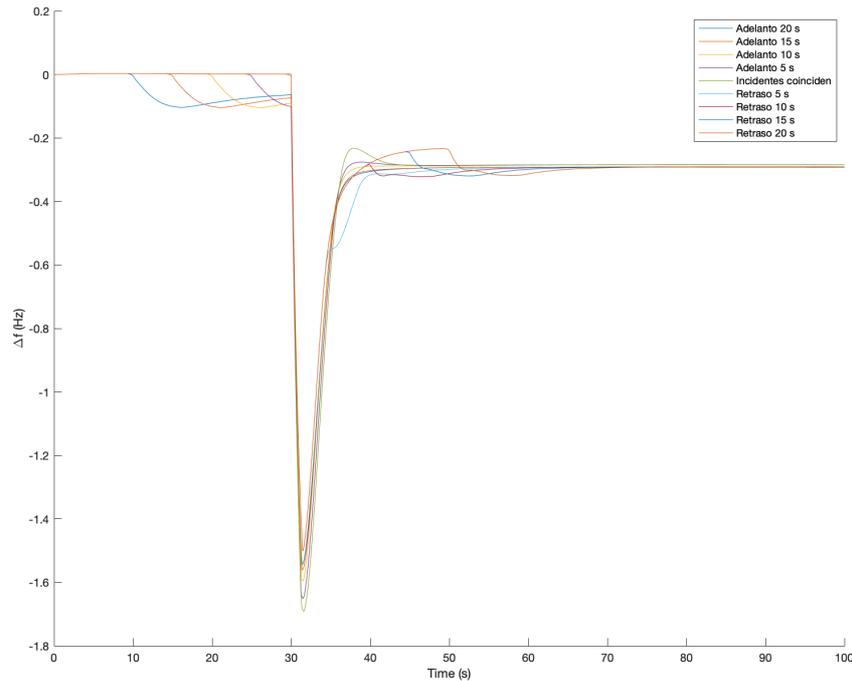


Figura 77. Comparativa de la respuesta del desvío de la frecuencia por unidad de tiempo en cada uno de los casos de estudio. Elaboración propia.

Se puede apreciar que en aquellas situaciones en las cuales el viento ha disminuido de forma previa a que se diese el fallo en el grupo siete se han tenido valores del desvío máximo de la frecuencia mayores que en los casos en los que este cambio se ha dado de forma posterior a que se diese esta perturbación. Adicionalmente cabe destacar que junto con este valor superior de la desviación de la frecuencia, en aquellos casos en los que el cambio ha sido muy cercano al momento del incidente, también se han dado mayores valores de deslastre de cargas, lo que supone que quedará una mayor parte de la demanda sin ser cubierta, algo que confirma la hipótesis de que los cambios de viento previos son más dañinos para el sistema que aquellos que se producen de forma posterior.

Sin embargo las condiciones más adversas de todas las planteadas se encuentran en el caso de que ambas perturbaciones (cambio de viento y pérdida del grupo siete) se den en instante muy cercanos en el tiempo, lo que produce una falta de capacidad de generación instantánea en el sistema que se traduce en un deslastre cercano a los 3 MW de potencia y un desvío máximo de la frecuencia de casi 1,7 Hz.

Como se puede apreciar en la Figura 78, este cambio del viento en el momento del incidente limita enormemente la capacidad de generación del aerogenerador, afectando al sistema de forma global. En la Figura 79 además se puede compara esta limitación con la regulación ejercida por el resto de grupos.

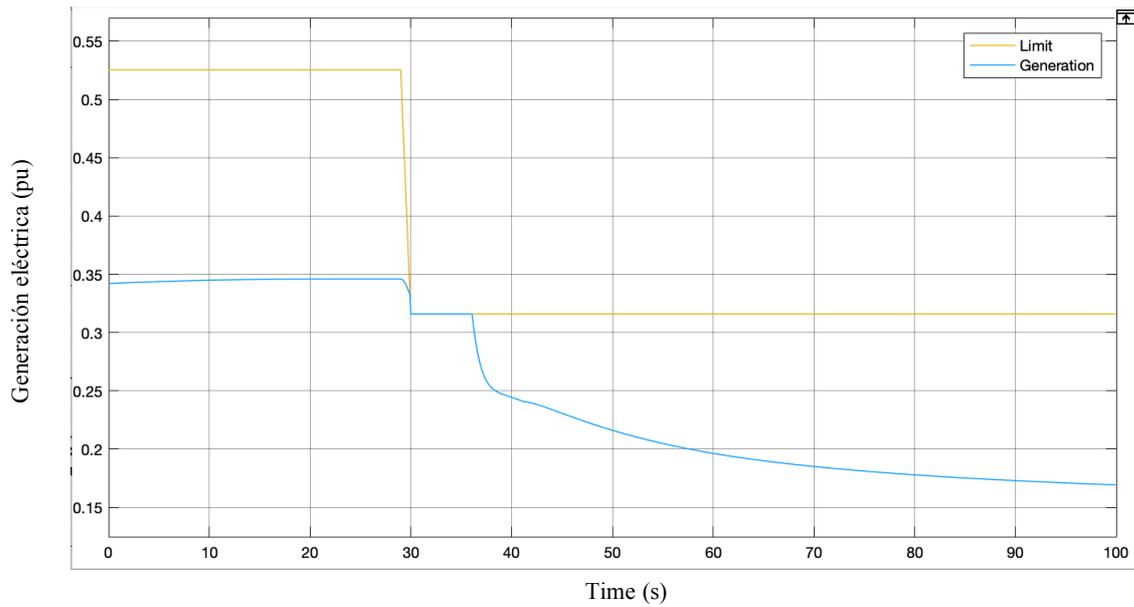


Figura 78. Variación de la potencia eléctrica generada y el límite de potencia frente a cambio de viento instantáneo. Elaboración propia.

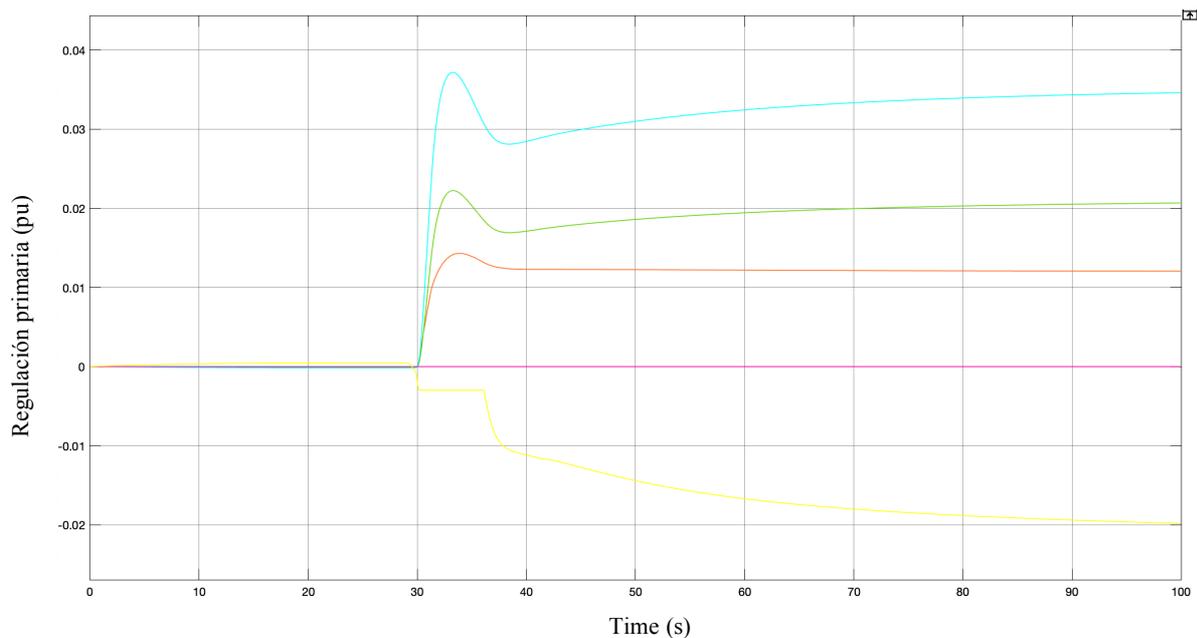


Figura 79. Desglose de la regulación primaria ejercida por cada grupo de producción ante variación de viento instantánea. Elaboración propia.

Debido a este resultado, de ahora en adelante en el presente trabajo se estudiarán aquellos casos en los que los cambios de la velocidad del viento se den en el mismo instante que se produce la perturbación del sistema, con el fin de poder estudiar el comportamiento del sistema en las condiciones más desfavorables.

5.6. Estudio del impacto de la intensidad de la variación del viento.

En este apartado se pretende evaluar la influencia que tiene la intensidad del cambio de la velocidad del viento en la estabilidad del sistema en el caso de que se empleen equipos con la estrategia de control objeto de estudio. Para ello se volverá a emplear el modelo con una producción eólica de 2 MW de potencia, puesto que consideramos se trata de una situación factible por condiciones de viento, pero con la diferencia frente a los casos anteriores de que se simulará el fallo de todos los grupos por separado, para evaluar estas variaciones de viento en función de la generación perdida en el sistema.

Con el fin de desarrollar un estudio amplio del impacto de la variación del viento sobre la estabilidad de la frecuencia del sistema, se simularán variaciones de la velocidad del viento desde los 0 m/s hasta los 4 m/s de forma instantánea (señal del viento de entrada de tipo escalón) y se mostrarán en su conjunto en un mismo gráfico. Se ha decidido el empleo de este rango de velocidades porque si bien la probabilidad de que se de una variación de la velocidad de viento de este calibre tiene una probabilidad muy baja (probabilidad de un 0,13% según la distribución normal calculada) un valor medio de viento de entre 6 m/s y 7 m/s si que es relativamente frecuente en la isla de La Palma como se puede apreciar en la Tabla 13.

Velocidad de viento (m/s)	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Probabilidad (%)	4,56	6,84	9,13	11,02	12,16	12,29	11,38	9,61	7,38	5,13	3,21

Tabla 13. Probabilidad de viento medio según distribución de *Weibull* en la isla de La Palma. Elaboración propia.

Los resultados obtenidos para el valor de desviación máxima de la frecuencia en cada uno de los escenarios de generación y para cada escalón de variación e la velocidad de viento se muestran en la Figura 80, además en la Figura 81 se hace referencia a los deslastres de carga llevados a cabo en cada caso.

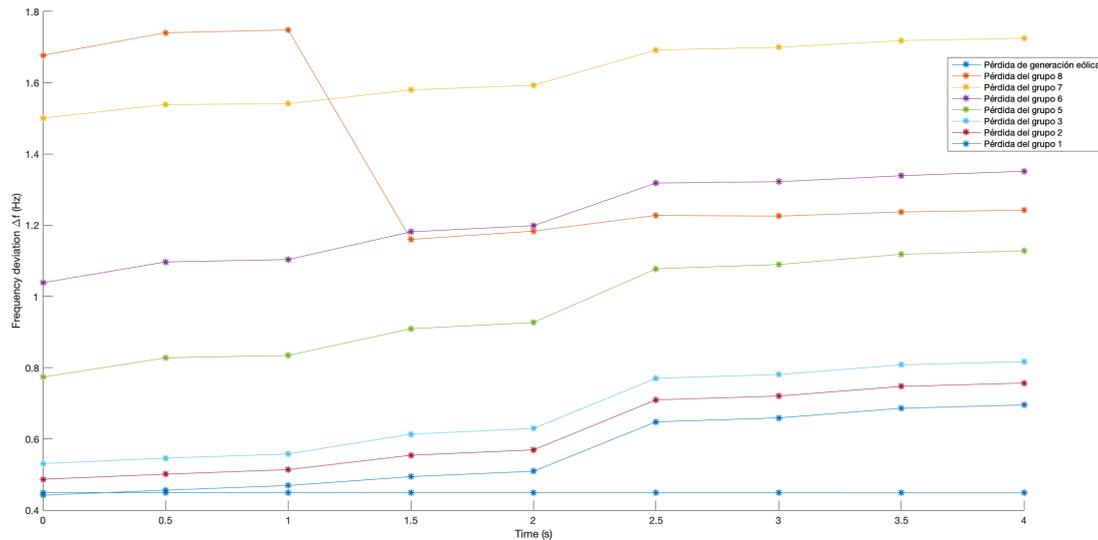


Figura 80. Desvío máximo de la frecuencia en función de la intensidad de cambio del viento y la perturbación producida. Elaboración propia.

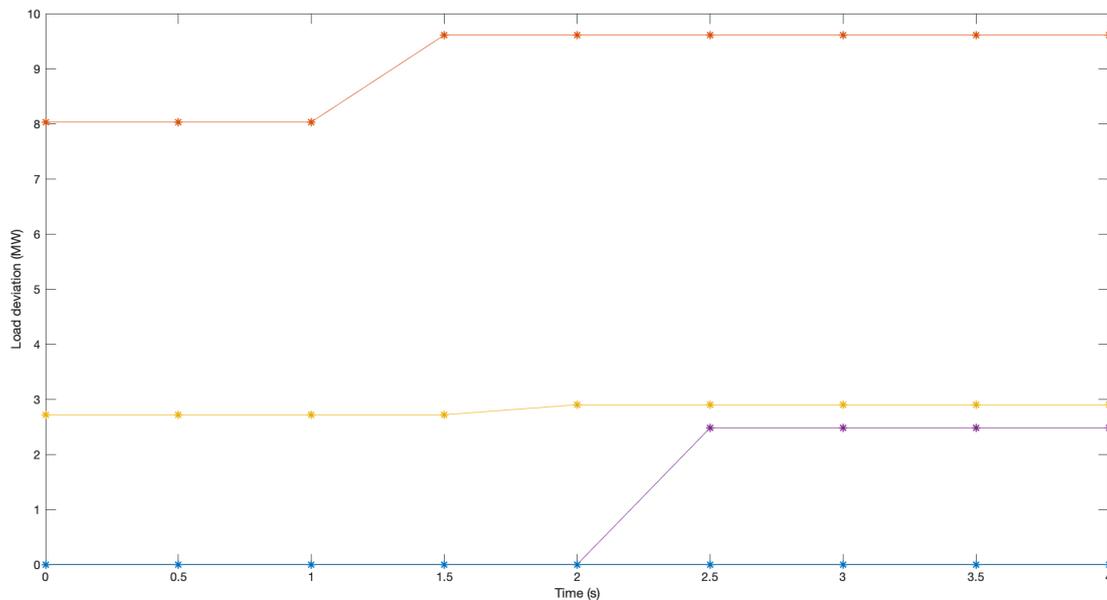


Figura 81. Deslaste de cargas producido en función de la intensidad de cambio del viento y la perturbación producida. Elaboración propia.

Como conclusión de la Figura 80 y la Figura 81 se puede obtener que para variaciones de la velocidad de viento menores de los 2 m/s, las consecuencias en el sistema son relativamente bajas, puesto que el valor del desvío de frecuencia máximo producido es muy similar al que se produce en las condiciones ideales en las que el viento no cambiase y fuese totalmente constante, además de que el deslaste de cargas se mantiene constante para todos los casos.

A partir de los 2 m/s de variación instantánea de viento (probabilidad de 8,36 % según distribución normal) nos encontramos que se empiezan a producir grandes limitaciones

en la capacidad de regulación de los grupos eólicos debido a la disminución del potencial energético del mismo, motivo por el cual se aumenta el valor de los deslastes de algunos de los casos, así como también continúan aumentando, pero de forma más clara, los desvíos máximos de frecuencia.

Una situación particular ocurre en el caso en el que se fuerza la pérdida del grupo seis (de 5 MW de potencia inicial) en el cuál se produce un gran incremento de la desviación máxima a pesar de que es el mismo momento en el cual se lleva a cabo un deslaste de 2,7 MW de potencia.

Esto se debe a que es en ese preciso caso de descenso de la velocidad del viento de 2,5 m/s en el cual la disminución del viento comienza a tener un impacto considerable para el sistema dada esa incidencia, como se puede apreciar en la Figura 82, la Figura 83 y la Figura 84, donde se ve la evolución de la regulación ejercida por cada grupo a lo largo de la simulación así como la generación del sistema en el tiempo.

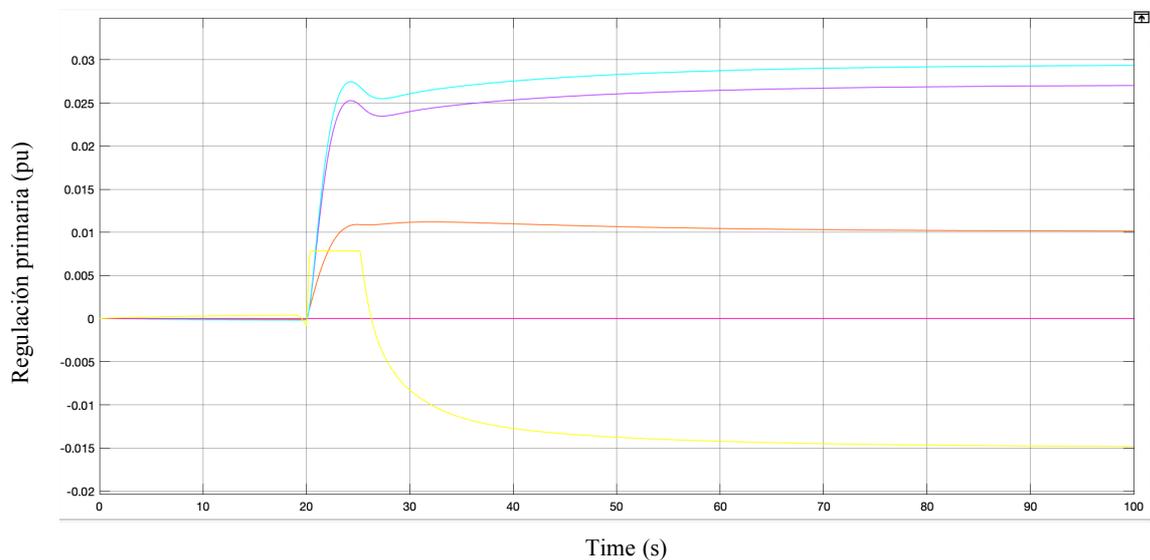


Figura 82. Respuesta de la regulación primaria ejercida por cada uno de los grupos del sistema para la pérdida de 2 m/s de viento. Elaboración propia.

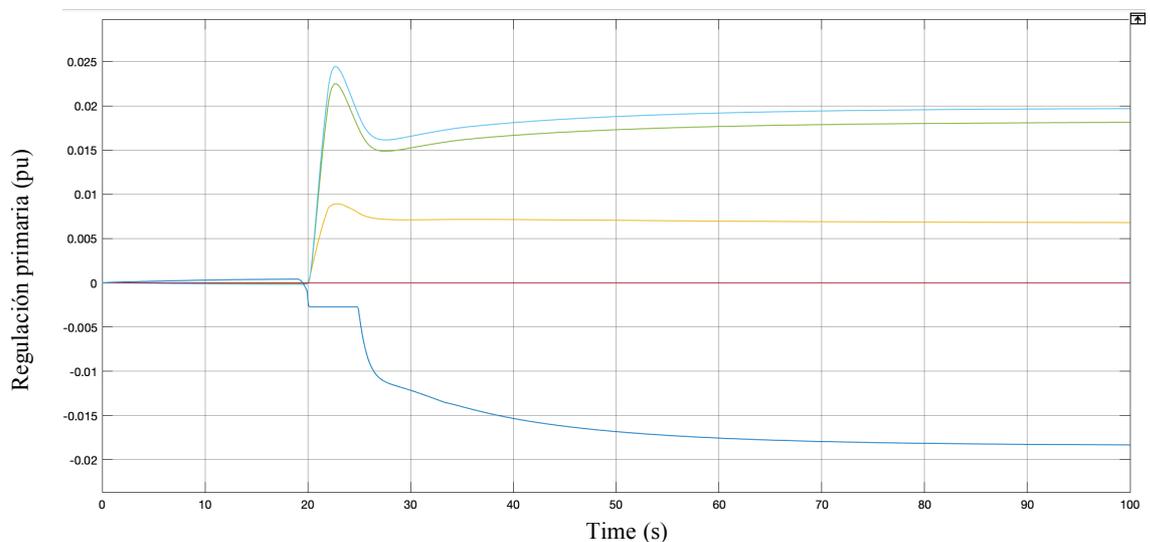


Figura 83. Respuesta de la regulación primaria ejercida por cada uno de los grupos del sistema para la pérdida de 2,5 m/s de viento. Elaboración propia.

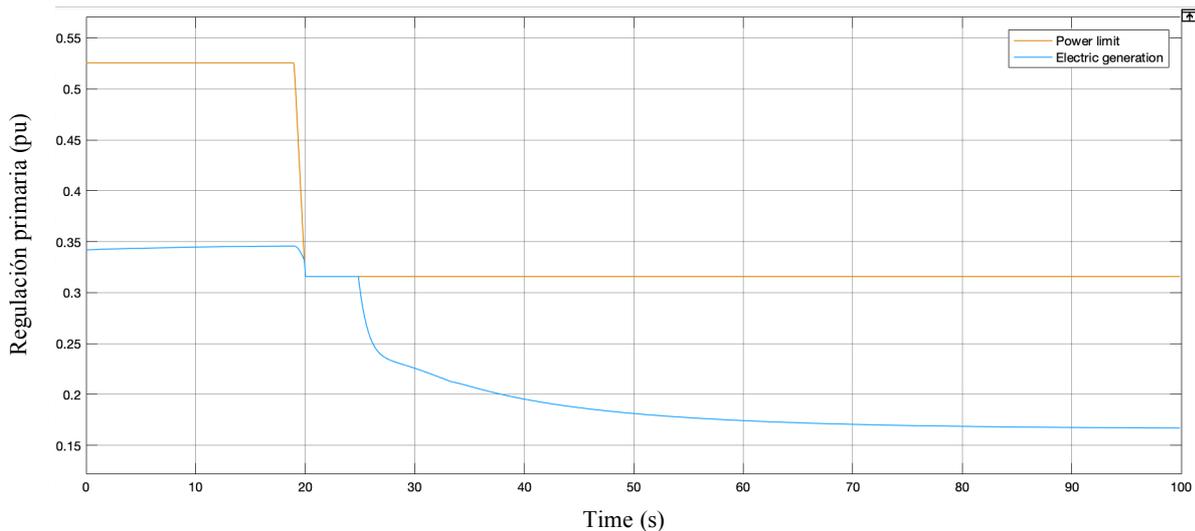


Figura 84. Detalle del efecto de la variación del límite de potencia debido a la variación del viento de 2,5 m/s. Elaboración propia.

5.7. Estudio del impacto de la intensidad y duración de la variabilidad del viento.

A continuación se pretende estudiar cuál es el efecto que tiene el tiempo que tarde el viento en variar dentro de la operación *deloaded* de los aerogeneradores.

A priori puede parecer que la variable más importante a medir de un perfil de viento es la variación total de la velocidad del mismo, que al estar íntimamente ligado a su energía cinética nos limita la energía máxima que se puede obtener en un instante dado, sin embargo a la hora de incluirlos en los servicios de regulación primaria de la frecuencia se debe de prestar también especial atención a cuánto tardan en producirse estas variaciones, para saber cuál es el valor máximo de potencia que se tiene en cada segundo. El caso extremo es la variación instantánea analizado anteriormente, pero en realidad las variaciones se suele manifestar en forma de rampas.

Para poder evaluar la criticidad de ambas variables de forma conjunta, se ha escogido modelar la entrada de viento del sistema como una entrada de tipo rampa, en la cuál se variarán ambos parámetros de forma conjunta, con el objetivo de generar una matriz de resultados válida para el caso de estudio en cuestión. Este caso se ha definido nuevamente tomando el incidente de 7 MW de potencia (pérdida del grupo siete) pero con una generación inicial de 3 MW de potencia eólica, que resulta en un viento medio inicial de aproximadamente 12 m/s, que sería el valor de viento necesario que nos permitiría generar esa potencia operando siguiendo la estrategia *deloaded* (la probabilidad de tener dicho viento medio es de un 7,38% según la distribución de *Weibull* previamente expuesta).

Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 14 así como en la Figura 85 se muestra una representación en 3 dimensiones del valor máximo del desvío de la frecuencia en función del escalón de viento dado y la duración del mismo en producirse.

Variación de velocidad inicial (m/s)	Duración de la rampa (s)									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	1,3700	1,3700	1,3700	1,3700	1,3700	1,3700	1,3700	1,3700	1,3700	1,3700
0,5	1,4746	1,4758	1,4496	1,4290	1,4241	1,4094	1,4098	1,4005	1,4061	1,3973
1,0	1,4996	1,4967	1,4659	1,4395	1,4294	1,4222	1,4152	1,4127	1,4061	1,4096
1,5	1,4998	1,4973	1,4664	1,4457	1,4262	1,4189	1,4189	1,4148	1,4079	1,4065
2	1,4999	1,4976	1,4685	1,4460	1,4324	1,4194	1,4213	1,4116	1,4076	1,4042
2,5	1,5598	1,5552	1,5005	1,4762	1,4590	1,4386	1,4350	1,4227	1,4216	1,4158
3	1,5647	1,5449	1,5043	1,4800	1,4604	1,4419	1,4385	1,4326	1,4190	1,4203

Tabla 14. Variación de la desviación de frecuencia máxima en función de la variación de velocidad del viento y la duración de la misma. Elaboración propia.

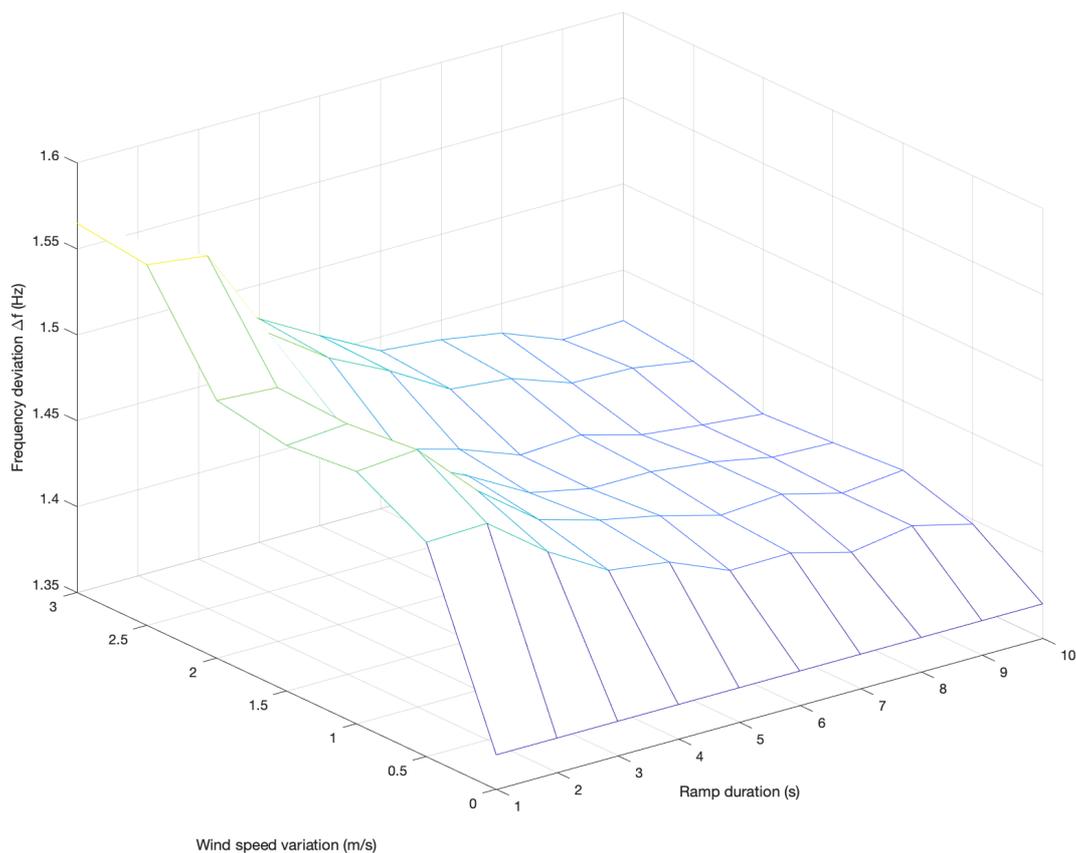


Figura 85. Representación gráfica en 3D de la desviación máxima de la frecuencia en función del gradiente de velocidad y la duración del cambio de velocidad. Elaboración propia.

En relación a los resultados obtenidos se puede concluir que la velocidad de cambio del viento es una variable a tener en cuenta en el caso de que estos se den en cortos espacios de tiempo, así como que existe una relación directa entre el valor de la variación final del viento y el tiempo que tarda esta en producirse, a la hora de determinar su influencia sobre la estabilidad de la frecuencia. Estableciendo como valor crítico de incremento de desviación máximo de la frecuencia los 100 mHz frente al caso ideal en el que no se produce variación en el viento, podemos comprobar como en el caso del escalón de viento de 3 m/s este se alcanza cuando el viento varía en un intervalo de 4 segundos o menos, que es un intervalo de tiempo bastante considerable, mientras que para variaciones de viento menores los intervalos de tiempos que pueden considerarse como límites son más ajustados, como en el caso de 1 m/s donde son se alcanzan estos 100 mHz de variación hasta los 2 segundos.

De esta forma podemos determinar a partir de qué valor de la aceleración de la velocidad de viento es importante tener en cuenta el tiempo que tarda este en alcanzar su nueva velocidad final para cada uno de los escalones de viento simulados, según la siguiente expresión, en función de la diferencia de velocidades:

$$a(v, t) = \frac{v_0 - v_f}{t_{rampa}} \quad (34)$$

Si aplicamos, por ejemplo, para el caso de diferencia de velocidad de viento de 3 m/s, podemos considerar críticos aquellos valores de aceleración de viento a partir de 0,75 m/s² :

$$a(v, t) = \frac{v_0 - v_f}{t_{rampa}} \rightarrow \frac{12 - 9}{4} = 0,75 \text{ m/s}^2 \quad (35)$$

5.8. Estudio del impacto de la operación *deloaded* en distintos escenarios.

Hasta este momento se han estudiado todos los casos en el escenario de generación que venía definido por la Tabla 5, sin embargo para poder estudiar de forma completa el efecto de la operación *deloaded* del sistema es necesario el analizar una variedad mayor de casos de simulación.

Es por este motivo por el que se han definido los siguientes escenarios de simulación para la isla de La Palma, de forma que se generen tanto casos límite para la operación del mismo (caída de grupos que están generando un elevado porcentaje de la demanda en ese momento) como otros casos en los cuales los incidentes se pueden considerar más asumibles para la red.

Al igual que en los análisis realizados previamente, se simularán los fallos de cada uno de los grupos en cada escenario, para determinar los valores de la frecuencia y el deslastre realizado por el sistema.

Los casos objeto de estudio definidos por el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia de Comillas se muestran en la Tabla 15.

Nº de escenario	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4	Grupo 5	Grupo 6	Grupo 7	Grupo 8	Turbina de gas
1	2.35	0	0	0	3.41	3.69	0	0	10.41
2	0	0	0	0	3.41	4.26	0	0	9.26
3	0	0	0	0	3.41	3.29	0	0	9.55
4	0	0	0	0	3.41	3.69	0	0	8.96
5	0	0	0	0	3.41	3.29	0	0	9.35
6	0	0	0	0	3.41	3.29	0	0	9.61
7	2.35	0	0	0	3.41	3.29	0	0	10.02
8	2.53	0	0	0	6.1	5.84	6.63	4	0
9	2.35	0	2.82	0	5	4.92	6.63	6.7	0
10	2.41	0	2.82	0	5.73	5.59	6.63	6.7	0
11	2.46	0	2.82	0	5.88	5.69	6.63	6.7	0
12	2.49	0	2.82	0	5.99	5.77	6.63	6.7	0
13	2.58	0	2.82	0	6.27	5.96	6.63	6.7	0
14	2.4	0	2.82	0	5.69	5.56	6.63	6.7	0
15	2.35	2.35	2.82	0	5.2	5.12	6.63	4	0
16	2.35	2.35	2.82	0	4.82	4.74	6.63	4	0
17	2.35	2.35	2.82	0	4.3	4.22	6.63	4	0
18	2.35	2.35	0	0	3.37	3.29	6.63	0	9.21
19	2.35	2.35	0	0	3.37	3.29	6.63	0	8.68
20	2.35	2.35	0	0	3.41	3.29	6.63	0	9.35
21	2.35	2.35	0	0	3.83	3.71	6.63	0	11.38
22	2.35	2.35	0	4.5	3.7	3.58	6.63	0	11.38
23	2.35	2.35	0	0	3.75	3.63	6.63	0	11.38
24	2.35	2.35	0	0	3.41	3.29	6.63	0	6.63
25	0	0	0	0	3.41	3.29	0	0	9.16
26	2.35	2.35	0	4.5	3.7	3.58	6.66	0	11.38

Tabla 15. Escenarios propuestos para simulaciones. Elaboración propia.

Para todos estos escenarios se llevarán a cabo simulaciones en las que se partirá de una generación eólica de 2,5 MW de potencia inicial, que equivalen a una velocidad media del viento en ese momento igual a 11,3 m/s (probabilidad de dicho viento medio igual a 8,97 % según distribución de *Weibull*) y en la que producirán variaciones de viento desde 0,5 m/s hasta 3 m/s de forma instantánea, que serán modeladas mediante el uso de una entrada de tipo escalón.

A continuación, en la Figura 86, se muestra una representación de los valores máximos alcanzados para el desvío de la frecuencia del sistema para cada una de las 164 simulaciones realizadas, así como el valor medio del desvío máximo de la frecuencia (línea roja vertical), en función de las variaciones de viento que se han dado.

Por otro lado en la Tabla 16 se muestra el valor medio del desvío máximo de la frecuencia para cada uno de los casos así como de los desastres producidos, estos mismos valores se ven también representados en la Figura 87.

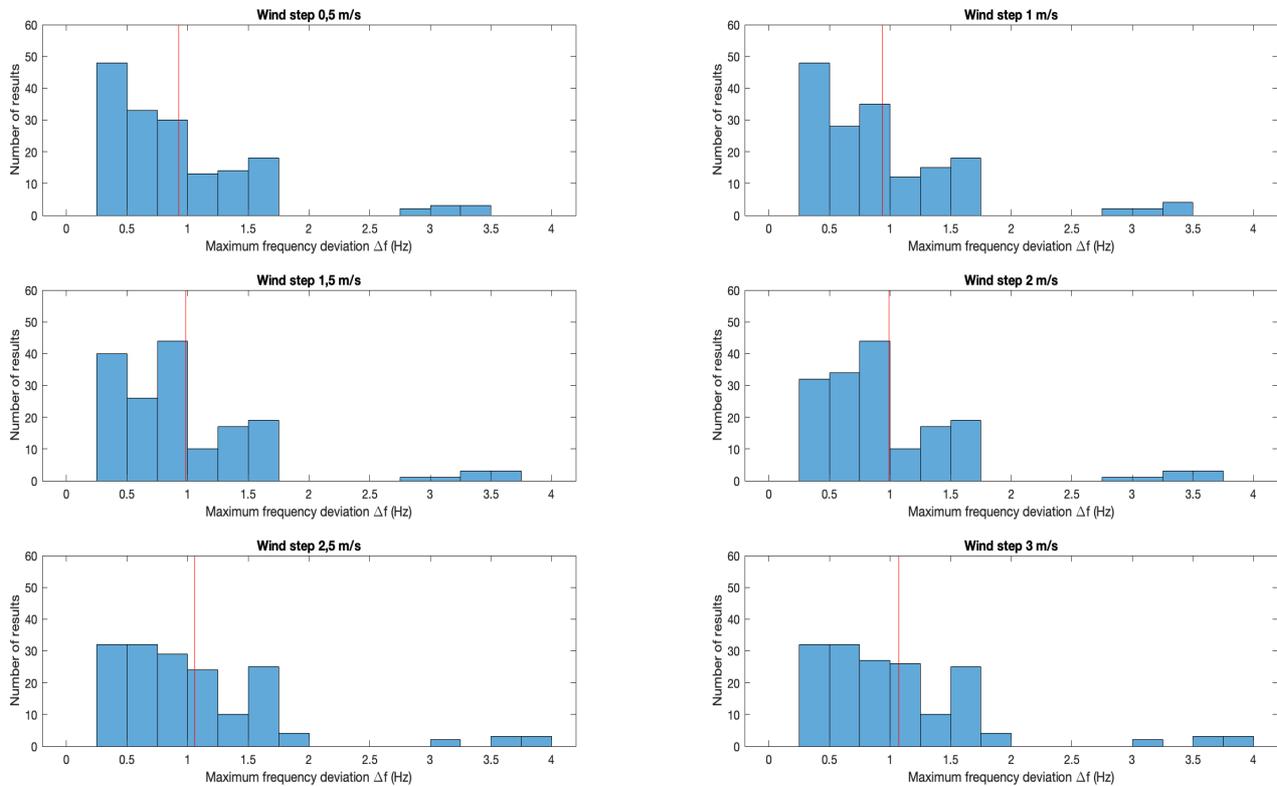


Figura 86. Histograma del valor del desvío máximo de la frecuencia para cada variación de la velocidad de viento. Elaboración propia.

En primer lugar, llama la atención que existen numerosas situaciones, incluso en los escenarios iniciales en los que el escalón de viento es relativamente bajo, en las cuales el valor del desvío máximo de la frecuencia sobrepasa los 2,5 Hz, llegando en ocasiones a valores cercanos a los 4 Hz, que son totalmente insostenibles para un sistema eléctrico.

Estos resultados se dan en los primeros escenarios que han sido propuestos (escenarios de uno a siete) así como para el escenario 25 en los cuales el sistema cuenta con un valor total de generación relativamente bajo de los cuales la gran mayoría esta siendo producida por la turbina de gas (producción superior al 40% de la total en cada uno de los escenarios).

Dado que gran parte de los grupos del sistema no se encuentran conectados y los que si lo están no son capaces de cubrir la producción de la turbina, al forzar el fallo de la misma el sistema reacciona produciendo esos desfases de la frecuencia tan elevados así como también necesitando valores muy elevados del deslastre total de la frecuencia, de forma que no es un problema que se pueda achacar al caso de estudio propuesto.

En cuanto a la influencia de la variación de la velocidad del viento, se puede comprobar de forma gráfica como el aumento de la intensidad de los escalones de variación del viento tiene un efecto directo en todos los escenarios, produciéndose una tendencia clara

en los resultados hacia resultados mayores, especialmente a partir de 1,5 m/s de variación de la velocidad de viento.

Esta tendencia es claramente apreciable si atendemos al resultado medio de cada una de las variaciones de velocidad, tanto para el valor de las frecuencias como de los deslastes producidos.

Variación de viento (m/s)	0,5	1	1,5	2	2,5	3
Valor medio de la desviación máxima de la frecuencia (Hz)	0,9260	0,9361	0,9837	0,9914	1,0580	1,0718
Valor medio del deslastre de cargas producido (MW)	0,9264	0,9268	0,9678	0,9678	1,0119	1,0593

Tabla 16. Valores medios de la desviación máxima de la frecuencia y el deslastre de cargas producido para cada una de las velocidades de viento estudiadas. Elaboración propia.

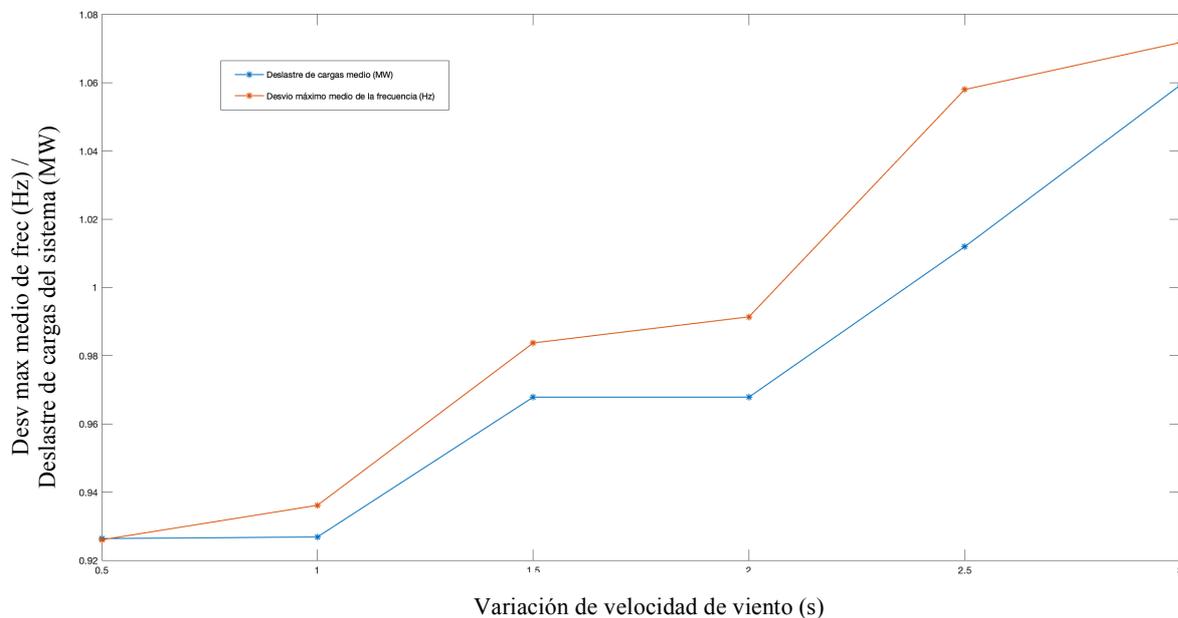


Figura 87. Representación gráfica de las medias del desvío máximo de frecuencias y el deslastre de cargas producido. Elaboración propia.

Como se comentó anteriormente y se puede apreciar en la

Figura 87, el efecto del cambio del viento comienza a ser realmente visible a partir de los 1,5 m/s de variación, momento en el cuál se produce un incremento considerable tanto del desvío de frecuencia como de los deslastes producidos en el sistema, de tal forma que podemos considerar esta velocidad como un primer punto de inflexión a tener en cuenta para esta tecnología.

También se considera especialmente preocupante la diferencia que existe entre los 2 m/s y los 2,5 m/s puesto que es en este tramo en el que se producen los mayores incrementos de frecuencia además de que también se da un incremento muy considerable de los deslastes que realiza el sistema. Al igual que ocurría en la Figura 80

en el capítulo 5.6. Estudio del impacto de la intensidad de la variación del viento., esto se debe a que para muchos de los casos que han sido objeto de estudio es en este tramo en el cual el sistema comienza a sufrir, no solo problemas debido a tener una capacidad de producción inferior a la que tenía antes de la incidencia, sino también debido a que el límite de potencia que el aerogenerador es capaz de generar es considerablemente inferior a la cantidad de energía que el sistema tratará de aportar para sobrellevar el incidente.

6. Conclusiones.

La tendencia de integración de una cantidad creciente de energía producida mediante fuentes renovables en la red eléctrica viene siendo un hecho durante los últimos años y es previsible que siga en aumento en el futuro. Es por ello por lo que es necesario el llevar a cabo estudios acerca del impacto de la integración de las mismas en la red así como de las distintas opciones existentes para minimizarlo, con el fin de poder aprovechar al máximo sus efectos positivos.

Dentro de las fuentes renovables empleadas en la actualidad para la generación de energía eléctrica, la generación eólica juega un papel fundamental por su gran potencial de desarrollo, crecimiento y por ser a día de hoy una de las principales fuentes renovables en el mundo. Por ese motivo, es crucial el estudio de nuevas posibilidades de integración de estos sistemas en la red para maximizar la eficiencia del sistema eléctrico.

Adicionalmente, en sistemas eléctricos aislados, de pequeño tamaño y con redes e infraestructuras débiles debido a la escasez de mayado y a la no conexión con otros sistemas de mayor tamaño que puedan apoyarles en caso de incidencia, los problemas que pueden surgir de la integración y operación de las fuentes renovables y en especial de la energía eólica se ven enormemente incrementados, como es el caso de algunas de los sistemas de las Islas Canarias,

Por todos estos motivos es por lo que en el presente trabajo se ha tratado de estudiar cuál es el impacto que tendría sobre la operación del sistema el operarlas mediante estrategias diferentes a la que han sido empleadas mayoritariamente hasta día de hoy.

A su vez se ha tratado de estudiar cuál sería el impacto de introducir la RES dentro de los servicios de regulación primaria de la frecuencia, operando según la estrategia *deloaded*, así como determinar cuál es el impacto que tienen las variaciones de la velocidad de viento a la hora de garantizar una reserva de potencia al sistema.

Para ello se ha realizado un modelo en el programa *Matlab*, empleando el módulo de *Simulink*. Este modelo representa un esquema simplificado de un sistema eléctrico, basado en el sistema eléctrico de la isla de La Palma, que se empleará para el análisis de la estabilidad de la frecuencia, que incluye además esquemas de deslastre de cargas y la posibilidad de forzar incidencias en el mismo.

Se han incorporado a su vez un modelo simplificado de un aerogenerador empleado para representar un parque eólico en su conjunto como un único aerogenerador equivalente.

Dado la dinámica de la frecuencia, el modelo simplifica los controles rápidos de los inversores y otros equipos y los reduce a un sistema de primer orden. El modelo si incluye la dinámica del rotor así como los controles de potencia activa (MPPT, *deloaded*, regulación por estatismo)

En primer lugar se ha llevado a cabo un análisis del comportamiento del sistema eléctrico cuando este tenía que hacer frente a una serie de incidencias, de tal forma que se tenía la posibilidad de realizar una comparativa entre la operación tradicional de los aerogeneradores en su punto de máxima generación sin la capacidad de regulación frente a la operación descargada de los mismos introduciendo esta descarga como reserva en la regulación primaria.

Como resultado se obtuvo que esta nueva estrategia no solo reduce los valores de la máxima desviación del valor de la frecuencia o el deslastre realizado, sino que también ayuda a suavizar posibles oscilaciones que se produzcan en la misma debido a variaciones instantáneas de la velocidad del viento o de la disponibilidad de otras fuentes energéticas.

Además, también se ha comparado esta estrategia con el caso en el cuál se operasen los aerogeneradores siguiendo su punto de máxima potencia, pero dotándolos de la capacidad de regular la frecuencia cediendo parte de su energía cinética hasta que esta alcanzase un valor mínimo de la velocidad de rotación de la turbina. Nuevamente se comprobó que para los distintos escenarios objeto de estudio, los resultados obtenidos mediante el uso de la operación *deloaded* ofrecían una mayor robustez al sistema gracias a la reserva adicional de potencia que se generaba, tanto desde el punto de vista de la estabilidad de la frecuencia como de los deslastres de carga producidos.

Debido a la sustancial mejora obtenida en estos resultados, se trató de estudiar las posibles limitaciones que tendría el uso de esta estrategia en diferentes situaciones tratando de establecer los valores límites de las incidencias que se podrían soportar, la variación de viento máxima que pueda asumir el sistema, el efecto del tiempo que tarde el viento en variar, la relación temporal que exista entre el momento de cambio de viento y el incidente producido.

Primero se trató de esclarecer que influencia tenía la relación temporal existente entre el momento en el cual se produce una variación de la velocidad del viento y el momento en el cuál se da una incidencia sobre el sistema. En este estudio se llegó a la conclusión de que los cambios de viento ocurridos antes del incidente tenían un impacto mayor que aquellos que se producía de forma posterior, siendo la situación más crítica, aquella en la cuál el viento variaba en el mismo instante en que se forzaba el fallo de alguna de las instalaciones del sistema.

Una vez llegados a esa conclusión se trató de analizar cuál era el impacto que tenía tanto la severidad del cambio del viento como el tiempo que tardaba este cambio en hacerse efectivo, de este estudio se sacó como conclusión que variaciones temporales iguales o superiores a los cinco segundos de tiempo tienen un impacto muy limitado sobre los resultados operativos del sistema. En cuanto a la intensidad de la variación del viento medio también se dedujo que aquellos cambios en la velocidad de viento con intensidades inferiores a un metro por segundo tenían también un impacto limitado

mientras que variaciones de 2,5 m/s fueron consideradas como especialmente importantes de tener en cuenta por su efecto sobre la operativa del sistema.

Con el fin de terminar el comportamiento del sistema frente a la pérdidas de cantidades variables de generación en distintos escenarios de producción, demanda y viento se realizaron una serie de simulaciones de las cuales, además de confirmarse conclusiones anteriores como la criticidad de las reducciones de viento iguales o superiores a los 2,5 m/s, a su vez es cierto que en algunos casos se alcanzaban valores demasiado altos del desvío máximo de la frecuencia, debido a pérdidas de generación demasiado críticas para el sistema.

Finalmente, de todos los análisis que se han realizado en el presente documento, podemos concluir que la inclusión de la generación eólica dentro de los servicios de regulación primaria de la frecuencia, mediante la estrategia de operación *deloaded*, representa una gran oportunidad para mejorar la integración de la generación eólica en el sistema eléctrico actual, puesto que se ha visto que en el caso de contar con perfiles de viento constantes, pueden ayudar a aportar estabilidad al mismo, tanto en relación a las desviaciones del valor de la frecuencia como a los posibles deslastes de cargas que se puedan dar en el sistema debido a múltiples incidencias, si bien cabe destacar que variaciones en la disponibilidad del viento tienen un impacto considerable sobre los resultados de esta operación así como sobre la reserva de potencia disponible para la regulación, como se ha podido estudiar en el presente documento.

En general se ha visto como se producen considerables incrementos de la desviación máxima de la frecuencia, así como de los deslastes de cargas, en el caso de que se produzcan disminuciones instantáneas de la velocidad de viento, siendo considerados como puntos críticos de inflexión las variaciones de 1,5 m/s y 2,5 m/s. Sin embargo cabe destacar que generalmente las variaciones del viento no se producen de forma tan brusca sino que suele tomar un cierto tiempo en alcanzar el valor final de la misma. Con los datos obtenidos del presente estudio podemos concluir que existe una relación directa entre el tiempo y la intensidad de variación del viento a la hora de generar inestabilidad en el sistema, siendo por lo tanto la aceleración límite permisible para la velocidad del viento diferente en cada uno de los casos estudiados, de forma que en el caso de que las variaciones de viento se produzcan a un ritmo inferior a esta aceleración crítica, el sistema será capaz de ajustar su generación así como su reserva de forma que las incidencias producidas por el viento no sean demasiado alarmantes.

De cara a futuros estudios que se puedan realizar en esta línea de investigación, se considera interesante el profundizar en cómo afecta a la estabilidad de la red eléctrica la operación *deloaded* de los aerogeneradores, teniendo en cuenta distintas situaciones de las que se han analizado en el presente documento así como redes eléctricas con diferentes características a las estudiadas (tamaño, conexiones con otros sistemas, distintos tipos de centrales energéticas, otras fuentes renovables, etc.), así como también el estudiar las variaciones que se producen en la respuesta de la frecuencia por motivo

de la incorporación de nuevas tecnologías o servicios al sistema, como la incorporación de baterías u otros sistemas de acumulación de energía, vehículos eléctricos, etc.

7. Bibliografía.

- [1] Y. Wang, V. Silva, M. López-Botet-Zulueta. “Impact of high penetration of variable renewable generation on frequency dynamics in the continental Europe interconnected system”. The Institution of Engineering and Technology. 2014.
- [2] J. Xia, A. Dys’ko, J. O’Reilly. “Future stability challenges for the UK network with high wind penetration levels”. The Institution of Engineering and Technology. 2014.
- [3] J. C. Gonzales, H. J. Florero. “Wind Farms Integration in Power System and Frequency Regulation Effects”. IEEE Latin America Transactions. 2017.
- [4] C. Tu, J. Cao, L. He, Y. Fang. “Combined active and reactive power control strategy to improve power system frequency stability with DFIGs”. The Journal of Engineering. 2017.
- [5] L. Wang, Q.Vo, A. Victorovich Prokhorov. “Stability Improvement of a Multimachine Power System Connected With a Large-Scale Hybrid Wind-Photovoltaic Farm Using a Supercapacitor”. IEEE Transactions on industry applications. 2018.
- [6] Y. Liu, W. Du, L. Xiao, H. Wang, and J. Cao. “A Method for Sizing Energy Storage System to Increase Wind Penetration as Limited by Grid Frequency Deviations”. IEEE Transaction on Power Systems. 2016.
- [7] M. F. M. Arani, Y. A. I. Mohamed. “Cooperative Control of Wind Power Generator and Electric Vehicles for Microgrid Primary Frequency Regulation”. IEEE Transactions on Smart Grid. 2017.
- [8] N. Nguyen, J. Mitra. “Reliability of Power System with High Wind Penetration Under Frequency Stability Constraint”. IEEE Transaction on Power Systems. 2018.
- [9] A. Cerrillo. “Los diez pilares de la transición energética en España”. La Vanguardia, Barcelona. 2018.
<https://www.lavanguardia.com/natural/20180615/45103613829/los-diez-pilares-de-la-transicion-energetica-en-espana.html>
- [10] International Energy Agency statistics. 2019.
<https://www.iea.org/statistics/?country=WORLD&year=2016&category=Energy%20supply&indicator=TPESbySource&mode=chart&dataTable=BALANCES>

[11] K. Arkins. “La energía en Europa: Situación Actual”. Agencia Europea del Medio Ambiente. 2017.

<https://www.eea.europa.eu/es/senales/senales-2017-configuracion-del-futuro/articulos/la-energia-en-europa-situacion-actual>

[12] Eurostat. 2016.

https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Figure_1-Share_of_energy_from_renewable_sources_2004-2016.png

[13] Enerdata yearbook statistics. 2019.

<https://yearbook.enerdata.net>

[14] “Estadísticas de energía renovable”. Eurostat. 2018.

https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics/es

[15] Repsol S.A. Intranet corporativa. 2019.

[16] C. Torres-Quevedo. “Nuevo marco regulatorio de la fotovoltaica y perspectivas de mercado”. Interempresas.net. 2019.

<http://www.interempresas.net/Energia/Articulos/232365-Nuevo-marco-regulatorio-de-la-fotovoltaica-y-perspectivas-de-mercado.html>

[17] C. Raso. “España multiplica por siete su inversión en energías limpias”. El Economista. 2018.

<https://www.eleconomista.es/energia/noticias/9296598/07/18/Espana-multiplica-por-siete-la-inversion-en-energias-limpas.html>

[18] Estadísticas del sistema eléctrico. Red Eléctrica de España.

<https://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol>

[19] Anónimo. “Radiación solar en España”. Efimarket. 2015.

<https://www.efimarket.com/blog/radiacion-solar-en-espana/>

[20] Anónimo. “Energía eólica” Sin ecología no hay paraíso. 2017.

<https://sinecologianohayparaiso.es.tl/Tareas.htm>

[21] Anónimo. “El Hierro, ejemplo de sostenibilidad”. Endesa, página web corporativa. 2016.

<https://www.endesa.com/es/proyectos/a201610-el-hierro-renovable.html>

[22] Anónimo. “El viento, infinita fuente energética”. Aprendeconenergia.cl. 2017.

<http://www.aprendeconenergia.cl/el-viento-infinita-fuerza-energetica/>

- [23] S. Figuerola. “Generación de series temporales de velocidad de viento para su utilización en estudios de integración de generación eólica en la red eléctrica”. Universidad Politécnica de Madrid. 2017.
- [24] J. Nistal. “Modelado y control dinámico de un aerogenerador”. Universidad de Cantabria. 2015.
- [25] Archiexpo. 2018.
<http://www.archiexpo.es>
- [26] J. J. Pérez. “Energías renovables, energías que se obtiene de fuentes virtualmente inagotables”. Mind meister. 2018.
- [27] Anónimo. “Tipos de aerogeneradores”. Opex Energy. 2019.
http://opex-energy.com/eolica/tipos_aerogeneradores.html
- [28] W.F. Núñez. “Tipos de aerogeneradores verticales y sus aplicaciones”. LBA Industrial. 2016.
<https://www.lbaindustrial.com.mx>
- [29] Anónimo. “Thinair. La magia del monopala”. Flyerone.blogspot. 2010.
<http://flyerone09.blogspot.com/2010/01/thinair-la-magia-del-monopala.html>
- [30] A. Liceaga. “Cuando la NASA construía aerogeneradores”. Naukas. 2010.
<https://naukas.com/2010/10/25/cuando-la-nasa-construia-aerogeneradores/>
- [31] “Te descubrimos las principales curiosidades de los aerogeneradores y sus palas”. Iberdrola. 2019.
<https://www.iberdrola.com/sala-comunicacion/top-stories/palas-aerogeneradores>
- [32] M. Bueno. “Sistema de control para aerogeneradores empleando lógica difusa” Research Gate. 2015.
- [33] Anónimo. “Energía del viento. Conocimientos teóricos”. Inventhable blogspot. 2013.
<http://inventhable.blogspot.com/2013/08/energia-del-viento-conocimientos-eolicos.html>
- [34] A. Martin . “Comparativa de eólica terrestre y marina. Situación en el mundo y posibilidades en España”. Escuela de Organización Industrial. 2015.
<https://www.eoi.es/blogs/merme/comparativa-de-eolica-terrestre-y-marina-situacion-en-el-mundo-y-posibilidades-en-espana/#>

[35] P. Reis. “Los mayores parques eólicos onshore de Europa” Portal Energía renovables. 2016

<https://www.portal-energia.com/os-maiores-parques-eolicos-onshore-na-europa/>

[36] R. Martín. “Rotor de jaula de ardilla”. Apuntes máquinas eléctricas. 2015.

http://ramonmar.mex.tl/844572_ROTOR-JAULA-DE-ARDILLA.html

[37] S. Gomes. “Energización de rotor de inducción con rotor bobinado”. Máquinas eléctricas I. 2017.

<http://maquinaseletricas.blogspot.com/2013/04/aula-32-motor-de-inducao-trifasico-com.html>

[38] E. A. Sierra. “Análisis del diseño y control de un aerogenerador trifásico doblemente alimentado”. Universidad de Chile. 2012.

[39] A. Rodrigalvarez. “Modelado y control de un aerogenerador conectado a la red mediante un DFIG”. Universidad Politécnica de Madrid. 2018.

[40] M. Castillo. “Diseño electromagnético de un generador eléctrico para turbina eólica de 100 kW” Universidad Politécnica de Madrid. 2017.

[41] D. Sanz. “Componentes de un aerogenerador”. Energías renovadas, el motor de un nuevo mundo. 2012.

<https://energiasrenovadas.com/componentes-de-un-aerogenerador/>

[42] J. L. Rodríguez, J.C. Burgos, S. Arnalte. “Sistema eólicos de producción de energía eléctrica”. Editorial Rueda, Madrid. 2003.

[43] Anónimo. “Teoría de la cantidad de movimiento. Límite de Betz”. Conocimiento eólico Blogspot.

<http://conocimientoeolico.blogspot.com/2017/04/teoria-de-la-cantidad-de-movimiento.html>

[44] Anónimo. “Curvas características adimensionalizadas”. Slideplayer. 2019.

<https://slideplayer.es/slide/13913725/release/woothee>

[45] D. Kumar, K. Chatterjee. “A review of conventional and advanced MPPT algorithms for wind energy systems”. Department of Electrical Engineering, Indian School of Mines. 2015.

[46] D. M. Díaz, M. E. González, F. Morilla, F. J. Vázquez. “Modelo matemático y modos de operación de un aerogenerador de velocidad variable”. IX Congreso Internacional sobre Innovación y Desarrollo Tecnológico, Cuernavaca Morelos, México. 2011.

- [47] E. Muljadi. “Pitch-Controlled Variable-Speed Wind Turbine Generation”. IEE Transactions on Industry Applications. 2001.
- [48] J. Morren, S. W. H: de Haan, W. L. Kling, J. A. Ferreira. “Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control”. IEE Transactions on power system. 2006.
- [49] Servicios climáticos. Agencia Estatal de Meteorología (AEMET).
<http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos>
- [50] A. Franco. “Función de distribución de Weibull”. Universidad del País Vasco. 2015.
<http://www.sc.ehu.es/sbweb/fisica3/datos/viento/estadistica.html>
- [51] [54] J. F. Manwell, J.G. Mcgowan, A. L. Rogers. “Wind energy explained. Theory, design and application”. John Wiley and Sons. 2009.
- [52] Datos meteorológicos en tiempo real. Weatherfile.
<https://weatherfile.com>
- [53] “Características principales del parque generador térmico en Canarias”. Instituto Tecnológico de Canarias (ITC). 2015.
http://www.agenergia.org/wp-content/uploads/2018/05/1235063117_Caract_ParqueGeneradorTermico_Canarias04_ITC.pdf
- [54] “Energías renovables”. Cabildo de La Palma. 2018.
<http://www.energia.lapalma.es/index.php/energias-renovables/>
- [55] C. Ávila. “Integración de energía eólica a gran escala en los sistemas interconectados”. Pontificia Universidad Católica de Chile. 2010
- [56] “Desarrollo de los requisitos técnicos del reglamento (UE) 2016/631”. Red Eléctrica de España. 2017.
<https://docstore.entsoe.eu/Documents/al/Spain/requisitos-tecnicos-del-reglamento-631.pdf>
- [57] Resolución de 28 de abril de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. Publicada en el BOE núm. 129, de 31 de mayo de 2006, páginas 20573 a 20574
https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/Procedimientos Operacion/procedimientos_operacion_SEIE.pdf

[58] N. Rahmat. “Wind power – Added value for network operation”. Chalmers University of technology. 2008.

[59] X. Yiengchen, T. Nengling. “Review of contribution to frequency control through variable speed wind turbine”. Shanghai Jiaotong University. 2010.

[60] J. Ekanayake, N. Jenkins. “Comparison of the response of doubly fed and fixed speed induction generator wind turbines to changes in network frequency”. IEEE Transactions on Energy Conversion. 2004.

Otras referencias bibliográficas consultadas:

A. Barrero. “Las renovables vuelven a ser la principal fuente de electricidad en España en 2017”. Energías Renovables. 2018.

M. Bueno, S. Diego. “Sistema de control para aerogeneradores empleando lógica difusa”. Universidad de La Salle. 2015.

S. Fernández. “2017 ha sido el mejor año de la historia para la energía eólica offshore en Europa. Te contamos todos los datos”. Diario Renovables 2018.

K. V. Vidyanandan, N. Senroy. “Primary frequency regulation by deloaded wind turbines using variable droop.” IEEE Transactions on power System. 2013

G. Ramtharan, J. B. Ekanayake, and N. Jenkins, “Frequency support from doubly fed induction generator wind turbines,” IET Renewable power generation. 2007.

R. G. de Almeida and J. Lopes, “Participation of doubly fed induction wind generators in system frequency regulation,” IEEE Transactions on power System. 2007.

A. Albers, T. Jakobi, R. Rhoden, J. Stoltenjohannes “Influence of meteorological variables on measured wind turbine power curves”. Milan wind energy conference and exhibition. 2007.

W. Rozenn, C. S. Michael, L. J. Torben, P. S. Uwe. “Simulation of Shear and Turbulence Impact on Wind Turbine Performance”. Riso National Laboratory for Sustainable Energy. 2010.

D. Kumar, K. Chatterjee. “A review of conventional and advanced MPPT algorithms for wind energy systems”. Department of Electrical Engineering, Indian School of Mines. 2015.

D. M. Díaz, M. E. González, F. Morilla, F. J. Vázquez. “Modelo matemático y modos de operación de un aerogenerador de velocidad variable”. IX Congreso Internacional sobre Innovación y Desarrollo Tecnológico, Cuernavaca Morelos, México. 2011.

E. Muljadi. “Pitch-Controlled Variable-Speed Wind Turbine Generation”. IEE Transactions on Industry Applications. 2001.

G. Ramtharan, J. B. Ekanayake, and N. Jenkins, “Frequency support from doubly fed induction generator wind turbines,” IET Renew. Power Gen., pp. 3–9, Mar. 2007.

R. G. de Almeida and J. Lopes, “Participation of doubly fed induction wind generators in system frequency regulation,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 22, no. 3, pp. 944–950, Aug. 2007.