

REQUERIMIENTOS ENERGÉTICOS PARA EL CONTROL DE RAMPAS EN PARQUES EÓLICOS

Adrián Villafranca Hernández

Director: Iñigo De la Parra Laita

Codirector: Javier Marcos Álvarez

Pamplona, 27 de junio de 2017

Trabajo Fin de Grado



Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales



AGRADECIMIENTOS

La realización del presente trabajo fin de grado no podría haberse realizado sin la orientación y ayuda de los tutores Iñigo y Javier, quienes me han conducido durante estos meses, ayudándome en todo momento ante las dudas que me surgieron.

También quiero agradecer a mis amigos y amigas más cercanos, que siempre me han estado preguntando y animando con todo esto.

Y por supuesto a mis padres y mi hermana, quienes siempre me han apoyado en todo lo que he hecho y me han ayudado con todo lo que está en sus manos.

RESUMEN

En la actualidad, las energías renovables son cada vez más empleadas para la generación de electricidad, en concreto la energía eólica es una de las que mayor potencial tiene para hacer frente a los combustibles fósiles y para reducir la contaminación del medio ambiente.

Sin embargo, la integración a gran escala de la energía eólica dentro de la red, implica diferentes retos para garantizar la fiabilidad y seguridad del sistema eléctrico, debido a la intermitencia y la aleatoriedad de un recurso como es el viento. Por ello, este trabajo se centra en mejorar la integración de energía eólica a la red, mediante el análisis empírico de 3 estrategias de control.

Las estrategias se han analizado a través de los datos de potencia generada de 5 aerogeneradores, los cuales forman el Parque eólico de Acciona en Barásoain. El principal objetivo de las estrategias es atenuar las fluctuaciones de potencia mediante el control de rampas y optimizar los sistemas de almacenamiento necesarios.

ABSTRACT

Currently, renewables energy are more used to generate electricity. Thus, wind power is one that has most potential to cope with fossil fuels and to reduce pollution of the environment.

However, large scale integration of the wind power into the grid, involves different challenges to ensure reliability and security of the electric system. All this is due to the flashing and randomness of the wind as resource. Thus, this worked is focused on improving the integration of wind power into the grid, through empirical analysis of three control strategies.

Each strategy has been analyzed through the generated power data of 5 wind turbines, which integrate the Acciona wind farm in Barasoain. The main objective of the strategies is to smooth power fluctuations through ramp-rate control and to optimize the storage system needed.

Palabras clave: Centrales eólicas conectadas a red, Control de rampas, Atenuación fluctuaciones de potencia, Capacidad del sistema de almacenamiento de energía, Estado de carga (SOC).

Keywords: Grid-connected wind power plants, Ramp-rate control, Power fluctuation smoothing, Energy storage sizing, State of Charge (SOC).

ÍNDICE GENERAL

1. Introducción y Panorama Internacional.....	11
1.1 Motivación	11
1.2 La estabilidad del Sistema Eléctrico.....	12
1.3 El problema de las renovables	14
1.4 Panorama Internacional.....	15
1.4.1 Mercados de la energía eólica	15
1.4.2 Industria de la energía eólica.....	17
1.5 Objetivos del proyecto.....	19
2. Desarrollo experimental.....	21
2.1 Aerogenerador	22
2.1.1 Eje principal.....	23
2.1.2 Multiplicadora.....	23
2.1.3 Generador	24
2.1.4 Acoplamiento elástico	27
2.1.5 Buje	27
2.1.6 Torre.....	31
2.1.7 Sistema de yaw	32
2.2 Especificaciones técnicas AW116/3000.....	34
2.3 Estados de operación de la turbina	35
3. Estrategias.....	37
3.1 Estrategia 0: Control Básico	38
3.2 Estrategia 1: Control SOC.....	40
3.3 Estrategia 2: Todo o Nada.....	42

4.	Análisis de las estrategias en condiciones nominales de operación	.47
4.1	Individual.....	48
4.1.1	Análisis Estrategia 0: Control Básico.....	48
4.1.2	Análisis Estrategia 1: Control SOC.....	50
4.1.3	Análisis Estrategia 2: Todo o Nada	54
4.2	Agrupaciones.....	57
4.2.1	Análisis Estrategia 0: Control Básico.....	57
4.2.2	Análisis Estrategia 1: Control SOC.....	59
4.2.3	Análisis Estrategia 2: Todo o Nada	63
5.	Análisis de las estrategias en estado de “MARCHA”	67
5.1	Individual.....	67
5.1.1	Análisis de la peor fluctuación	67
5.1.2	Comparación “COND. NOMINALES DE OPERACIÓN” vs “MARCHA”	70
5.2	Cálculo de la tau en función del nº de aerogeneradores	72
5.3	Agrupaciones.....	78
6.	Conclusiones y Líneas futuras	81
6.1	Conclusiones	81
6.2	Líneas futuras.....	85
7.	Bibliografía	87

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Modelo del sistema eléctrico de potencia y relación con la frecuencia [2]..	12
Figura 2. Relación de la variación de potencia con la variación de frecuencia, en caso de ser la $\Delta f > 200\text{mHz} $, se mantendrá $1,5 \cdot P_N$ hasta un máximo de 15 min [2].	13
Figura 3. Tiempos de reacción de la regulación primaria, secundaria y terciaria ante una perturbación en la frecuencia.	14
Figura 4. Potencia Global total instalada mundialmente y la ampliación anual desde 2006-2016 [5].	16
Figura 5. Top 10 países con mayor capacidad de Potencia Eólica y la instalada en 2016 [5].	16
Figura 6. Potencia instalada de Energía Eólica Offshore por regiones [5].	17
Figura 7. Cuotas de mercado de los 10 principales fabricantes de aerogeneradores [5].	18
Figura 8. Situación geográfica del parque eólico de Acciona en Barásoain.	21
Figura 9. Imagen en planta de los 5 aerogeneradores del parque de Acciona en Barásoain.	21
Figura 10. Componentes principales de las que se componen la serie AW3000 de Acciona [10].	22
Figura 11. Esquema del generador doblemente alimentado [10].	25
Figura 12. Modelo magnético aproximado de la máquina asíncrona doblemente alimentada por fase [12].	26
Figura 13. Ecuaciones del balance de potencia de la MADA, empleando el convenio motor.	26
Figura 14. Esquema del balance de potencias.	27
Figura 15. Buje de tres palas de acero nodular en la parte izquierda y la nariz en la derecha.	28
Figura 16. Detalle de los pernos empleados para integrar las palas al buje [13].	29
Figura 17. Modelo de Betz [12].	30
Figura 18. Carrete de pernos localizado en la zapata [14].	32
Figura 19. Detalle de los rodamientos de yaw y de los motores.	32
Figura 20. Diagrama del sistema que se va analizar y del convenio de signos empleado.	37
Figura 21. Diagrama del control de rampas implementado a la potencia generada por el viento ($P_{eólica}(t)$).	38

Figura 22. Energía desarrollada en la batería a lo largo del año mediante el control básico.....	39
Figura 23. Potencia desarrollada por la máquina 101 mediante el control básico.	39
Figura 24. Diagrama del control implementado en la estrategia 1.	40
Figura 25. Energía desarrollada en la batería en la máquina 101 mediante el control del SOC al 0% en 2015.	41
Figura 26. Capacidad necesaria de almacenamiento o descarga respecto una potencia instantánea generada.....	43
Figura 27. Cálculo de los nuevos términos introducidos en la Estrategia 2.....	45
Figura 28. Desarrollo del control implementado en la Estrategia 2 para el cálculo de la energía de referencia en el lazo del control del SOC.	46
Figura 29. Evolución del almacenamiento en la batería durante un año, mediante la limitación de rampas del 10%/min y el control básico en diferentes secciones de una planta FV [8].	48
Figura 30. Evolución del almacenamiento en 3 de las turbinas a lo largo del 2015 mediante el control básico.	49
Figura 31. Evolución de la energía con control del SOC en la máquina 101 a lo largo de 2015.	50
Figura 32. Fluctuación de potencia que se produce en el momento de la peor fluctuación de energía en la batería.....	51
Figura 33. Descarga de energía en la batería durante la peor fluctuación el 27 de julio de 2015.	52
Figura 34. Evolución de la energía almacenada en la batería mediante el control del SOC al 50% en la máquina 101.....	53
Figura 35. Evolución de la energía en la batería en un determinado momento mediante la estrategia 2 en la máquina 101.	55
Figura 36. Evolución de la energía en la batería mediante la Estrategia 2 a lo largo del 2015 en la máquina 101.	56
Figura 37. Evolución de la energía de la batería en la aplicación del control básico en las siguientes combinaciones.	58
Figura 38. Evolución de la energía en la batería mediante el control del SOC al 0% con la combinación de las máquinas 101 y 102.	59
Figura 39. Potencia generada en la turbina e inyectada a red en el instante en el que se produce la máxima fluctuación de energía.	60

Figura 40. Evolución de la energía en la batería mediante el control del SOC al 0% de las máquinas 301 y 302.....	60
Figura 41. Potencia generada en la turbina e inyectada a red en el momento de la peor fluctuación.....	61
Figura 42. Evolución de la energía en la batería mediante la estrategia del control del SOC al 0%.....	62
Figura 43. Potencia generada e inyectada en red en el momento que se produce la peor fluctuación.....	62
Figura 44. Evolución de la energía en la batería en el control del SOC al 0% con las combinaciones.....	63
Figura 45. Evolución de la energía batería mediante la estrategia 2 con la combinación de las máquinas 101 y 102.	64
Figura 46. Evolución de la energía batería mediante la estrategia 2 con la combinación de las máquinas 101, 201, 301 y 302.	65
Figura 47. Máxima fluctuación de potencia que se produce en la Máquina 301 a lo largo del 2015.....	68
Figura 48. Evolución de la energía de la batería mediante la Estrategia 2 con la Máquina 301.....	69
Figura 49. Comparación de la evolución de la energía de la batería mediante el control del SOC.....	71
Figura 50. Modelo de la peor fluctuación [8].....	72
Figura 51. Relación de la contante de tiempo (τ) frente la extensión de perímetro más corta [8].....	72
Figura 52. Detalle de las fluctuaciones estudiadas en la energía batería con control SOC 0% - Parque Barásoain.....	73
Figura 53. Detalle de la primera fluctuación de potencia negativa analizada de la Máquina 302.....	74
Figura 54. Detalle de la segunda fluctuación de potencia ascendente analizada de la Máquina 101.....	76
Figura 55. Modelo para determinar la capacidad de almacenamiento de energía necesario para el modelo de la peor fluctuación.....	83

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Especificaciones técnicas del aerogenerador a estudio [10].	35
Tabla 2. Resultados del análisis individual de cada máquina.	70
Tabla 3. Resultados de las constantes de tiempo obtenidas con todas las combinaciones posibles de la primera fluctuación negativa.	75
Tabla 4. Resultados de las constantes de tiempo obtenidas con todas las combinaciones posibles de la segunda fluctuación positiva.	76
Tabla 5. Resultados de las simulaciones a través de la Estrategia 2, mediante las agrupaciones de máquinas en “MARCHA”	79

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Constante de tiempo (τ) en función del nº de aerogeneradores empleados en las combinaciones de la fluctuación negativa.	75
Gráfica 2. Constante de tiempo (τ) en función del nº de aerogeneradores empleados en las combinaciones de la fluctuación positiva.	77

GLOSARIO DE ABREVIATURAS:

Símbolo	Significado	Unidades
$\Delta P_{eólica_ \Delta t}(t)$	Fluctuación de potencia, para Δt , en el instante t.	pu
P^*	Potencia nominal del conjunto del parque.	W
$P_{red}(t)$	Potencia que se inyecta a red en un instante t.	W
$P_{bat}(t)$	Potencia que se inyecta a la batería, en un instante t.	W
$E_{bat}(t)$	Energía que se inyecta a la batería en un instante t.	Wh
$E_{bat.ref}(t)$	Energía de referencia.	Wh
$C_{bat.carga}(t)$	Capacidad de almacenamiento necesario ante los posibles aumentos de potencia.	Wh
$C_{bat.descarga}(t)$	Capacidad de almacenamiento necesario ante las posibles disminuciones de potencia.	Wh
$Var_SOC(t)$	Previsión del estado de carga en el futuro.	Wh

1. INTRODUCCIÓN Y PANORAMA INTERNACIONAL

1.1 MOTIVACIÓN

La energía es un elemento vital de nuestra sociedad y el constante crecimiento de la industria genera una gran relación entre el nivel de desarrollo económico y el consumo de energía. Los países desarrollados para hacer frente a esta demanda hacen uso de combustibles fósiles como el carbón, el petróleo o el gas. Los cuales generan una gran cantidad de contaminantes a la atmósfera, como el dióxido de carbono.

Actualmente, la concentración del dióxido de carbono en la atmósfera global pasó el umbral de los 400 ppm, tal vez permanentemente. Además, el año 2016 ha sido uno de los más calientes registrados, situándose frente al máximo margen del calentamiento de 1,5°C, este máximo umbral es una medida clave en el acuerdo climático de París para cumplir los términos del acuerdo y evitar los escenarios de impacto climático más catastróficos [1].

Lo que está claro es que para intentar reducir los efectos del calentamiento global se tiene que llevar a cabo la descarbonización del sector energético, para lo que es necesario una transición energética clara hacia las energías renovables.

A pesar de que la electricidad es una pequeña proporción de la energía total primaria consumida, existe una gran cantidad de electricidad que se genera mediante combustibles fósiles y la cual se podría reducir paulatinamente mediante otras formas de generación renovable de electricidad.

Por ello, la calidad de la red eléctrica es un parámetro que está alcanzando una gran importancia debido al impacto que puede tener un fallo en el sistema.

1.2 LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El sistema eléctrico tradicional se compone de tres actividades principales: la generación, el transporte y la distribución. Una de las características de la energía eléctrica es que esta no puede almacenarse en grandes cantidades, por esta razón es necesario que exista un equilibrio entre generación y demanda en tiempo real para evitar desequilibrios, por ello es necesario realizar previsiones de la demanda y gestionar las instalaciones para hacer frente a las posibles contingencias [2].

El Sistema Eléctrico Europeo (Europa Continental) cuenta con una potencia de 667 GW, el encargado de coordinar el buen funcionamiento y controlar todo el sistema la *Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE)*, compuesta por la asociación de los 24 operadores de los diferentes sistemas eléctricos. Su principal tarea consiste en regular los flujos de potencia de los distintos países [2], [3].

El conjunto de países que componen la UCTE, están conexonados síncronamente a una misma frecuencia de referencia de 50 Hz. Un desequilibrio entre generación y consumo genera un aumento o disminución de la frecuencia. En concreto, cuando la generación es mayor que la demanda, la frecuencia tiende a subir y viceversa. En la Figura 1, se muestra una similitud del sistema eléctrico a partir de un grupo turbina alternador y su relación con la frecuencia [2].

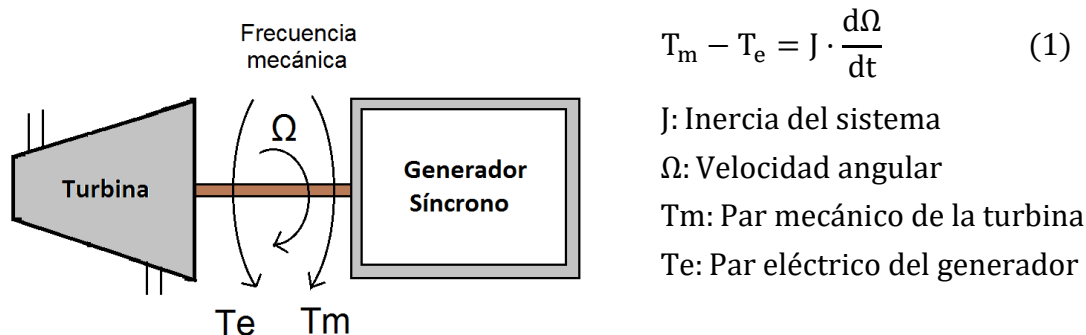


Figura 1. Modelo del sistema eléctrico de potencia y relación con la frecuencia [2].

En el caso de España, la función de la coordinación entre el sistema de generación y la red de transporte la realiza Red Eléctrica Española (REE), garantizando en todo momento la seguridad, continuidad y calidad del suministro [4].

La frecuencia es un indicador fundamental de la calidad del suministro eléctrico y de la estabilidad del sistema. En los países Europeos cuyas redes están interconectadas,

la frecuencia debe ser 50 Hz $\pm 1\%$ durante el 95% del tiempo de un año y de $+4/-6\%$ durante el 100 % del tiempo, según la norma EN-50160 [3].

El operador del sistema, para asegurar la estabilidad del sistema emplea tres formas de regulación diferentes:

- ❖ La regulación primaria se realiza de forma descentralizada, por cada una de las centrales conectadas al área sincronizada, con el principal objetivo de corregir automáticamente los desequilibrios instantáneos entre generación y consumo. Esta es realizada de forma automática mediante las unidades de control de los generadores síncronos, es decir se trata de inyectar una variación de potencia generada proporcional a la variación de frecuencia ocurrida en la red. La máxima carga que pueden variar las unidades de generación es del $1,5\% \cdot P_N$ [3].

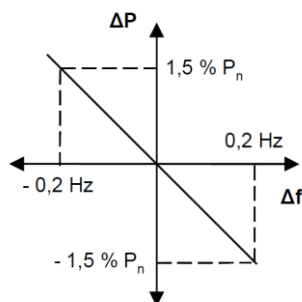


Figura 2. Relación de la variación de potencia con la variación de frecuencia, en caso de ser la $\Delta f > |200\text{mHz}|$, se mantendrá $1,5 \cdot P_N$ hasta un máximo de 15 min [2].

- ❖ La regulación secundaria se encarga de reestablecer el equilibrio e intercambios de energía entre cada área y por otro lado restituye la frecuencia del sistema a su valor nominal. De este modo, asegura que la regulación primaria queda disponible completamente.
- ❖ La regulación terciaria, es la encargada de restablecer la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada y distribuir la energía de los generadores de la mejor forma posible, esta es realizada bajo consigna del operador.

En la Figura 3, se muestra los tiempos a los que comienza actuar cada medio de regulación, el tiempo necesario hasta su disponibilidad total y el margen de tiempo de la duración de la operación de regulación.

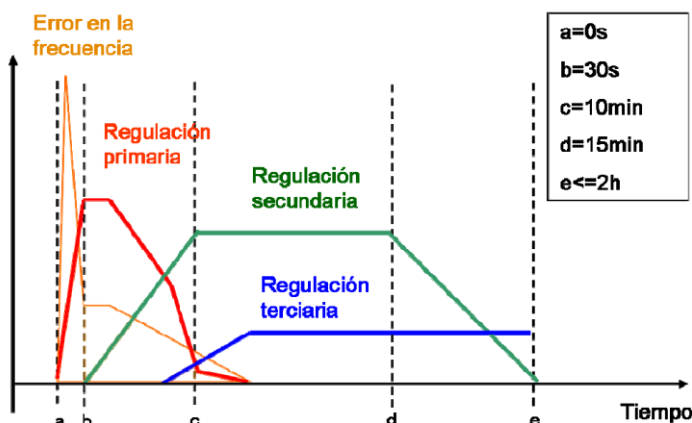


Figura 3. Tiempos de reacción de la regulación primaria, secundaria y terciaria ante una perturbación en la frecuencia.

1.3 EL PROBLEMA DE LAS RENOVABLES

Sin embargo, el aumento de la generación distribuida a partir de fuentes de energía renovable cambia la estructura tradicional de la red eléctrica causando una serie de problemas de perturbaciones, las cuales tienen una gran influencia para las compañías distribuidoras tales como [3]:

- Disminución de la eficiencia del sistema.
- Una limitación del uso de las infraestructuras (limitación de la potencia que puede suministrar con una determinada línea).
- Pérdidas de energía, las cuales se traducen en una pérdida económica.

Por lo tanto, se debe prestar una gran atención a las perturbaciones generadas para ser analizadas y corregidas.

El empleo de las energías renovables, como la energía solar y la energía eólica para la inyección de energía eléctrica a la red posee una gran cantidad de ventajas, pero también varias desventajas, debido a que el sistema eléctrico no está preparado para ello. Las fluctuaciones que presenta un recurso como es el viento o el sol, genera una baja calidad del suministro en las redes eléctricas.

El gran potencial que posee la energía eólica y la rápida evolución de la tecnología la colocan como una de las tecnologías renovables más baratas y que mayor capacidad tiene para hacer frente a las tecnologías convencionales [1].

Sin embargo, la energía eólica depende de un recurso muy fluctuante como es el viento y las fluctuaciones en la velocidad del viento generan fluctuaciones de potencia generada si se inyecta esta energía directamente a la red. Por ello, los efectos creados por la variación de la velocidad del viento pueden causar un desequilibrio entre generación y demanda que se traduce en variaciones de frecuencia en el sistema eléctrico.

Algunos de los posibles efectos que causan las variaciones de frecuencia son [3]:

- Variación de la velocidad de giro de los motores directamente conectados a red.
- Alteración de los equipos electrónicos que utilizan la frecuencia de red como referencia de tiempo.
- Cambio de la frecuencia de los armónicos típicos de las cargas no lineales.

Es por esto que los gestores de las redes eléctricas establecen requisitos, donde se fija una serie de normas a cumplir, como los límites de la variación de potencia que es posible inyectar a la red en un determinado tiempo.

Por esta razón, el control de las variaciones que causa la generación eólica es muy importante para mejorar la integración a red.

1.4 PANORAMA INTERNACIONAL

1.4.1 MERCADOS DE LA ENERGÍA EÓLICA

El viento se ha convertido en la opción más económica para la instalación de generación de energía en un gran número de mercados. Como se observa en la Figura 4, en 2016 se instalaron unos 55 GW de capacidad de energía eólica, alcanzando una capacidad de potencia eólica mundial instalada de casi 487 GW.

Las adicciones brutas en 2016, de 55 GW han sido un 14% por debajo del récord en 2015, pero representan el segundo mayor récord de potencia anual instalada mundialmente hasta la fecha. Cabe destacar que a finales de 2016, más de 90 países ya habían desarrollado comercio con la energía eólica y 29 países ya disponían de más de 1 GW en funcionamiento [5].

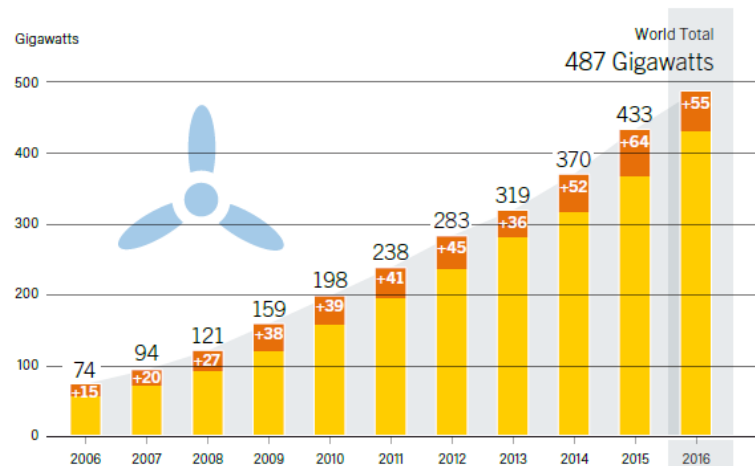


Figura 4. Potencia Global total instalada mundialmente y la ampliación anual desde 2006-2016 [5].

En la figura 5, se encuentra el top 10 de países que más potencia tiene instalada. En 2016, China sufrió una caída significativa de potencia instalada anual respecto el año anterior, ya que en 2016 China aumento su capacidad en 23,4 GW respecto los 30,8 GW de 2015 [6]. Aun así, China mantiene el liderazgo aproximándose a los 169 GW de capacidad, y representando un tercio de la potencia total instalada mundialmente.

La gran potencia China esta seguida de Estados Unidos, Alemania, India y España en quinto lugar. Respecto España, se sitúa estancada sin aumentar apenas la capacidad en 2016 y siendo el país del top 10 que menor crecimiento tiene.

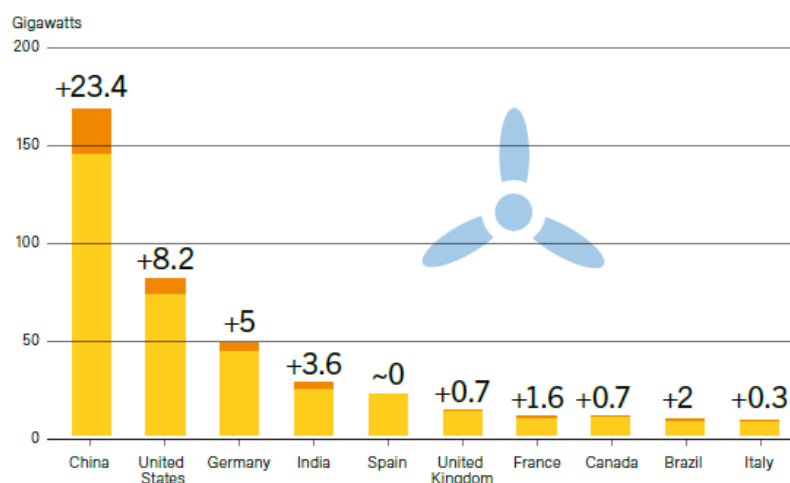


Figura 5. Top 10 países con mayor capacidad de Potencia Eólica y la instalada en 2016 [5].

El crecimiento de muchos de estos mercados se ha visto afectado por los cambios de políticas que generan una desaceleración en el desarrollo.

La industria eólica offshore difiere tecnológica y logísticamente de la eólica onshore. En 2016, la capacidad mundial de potencia eólica offshore alcanzó los 14,4 GW, una cifra muy pequeña respecto los 487 GW de capacidad en eólica onshore. Además, como se observa en la Figura 6, la mayoría de la capacidad está instalada en Europa, seguida por Asia y una pequeña en Norte América.

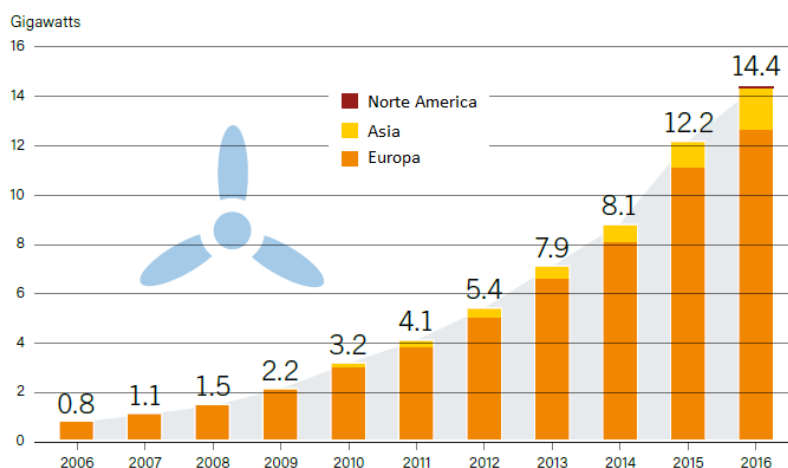


Figura 6. Potencia instalada de Energía Eólica Offshore por regiones [5].

La economía de la energía eólica marina ha mejorado mucho más rápido de lo que se esperaba, impulsado por economías de escala, y generando una bajada de los costos operativos de las grandes turbinas y los grandes proyectos, causado por la mayor competencia entre fabricantes, mejoras técnicas, mayor experiencia...[5]

1.4.2 INDUSTRIA DE LA ENERGÍA EÓLICA

Durante el 2016 se han producido una serie de hechos, los cuales podrían generar consecuencias importantes (positivas y negativas) en los próximos años para la industria eólica, tales como la aprobación del acuerdo de París, la votación de Reino Unido para salir de la UE, elecciones clave de mercados y otras grandes empresas energéticas que entran al sector de la eólica...[5]

Sin embargo, el 2016 fue un buen año para los mayores fabricantes de turbinas, varios de ellos aumentaron los pedidos e ingresos por encima del 2015 [5].

El LCOE de la energía eólica ha continuado disminuyendo en 2016, a medida que se progresa en los conocimientos sobre la ubicación y el mantenimiento de los aerogeneradores, además la producción y el tamaño de las turbinas se han vuelto más estandarizadas y los factores de eficiencia y capacidad también han continuado aumentando [5].

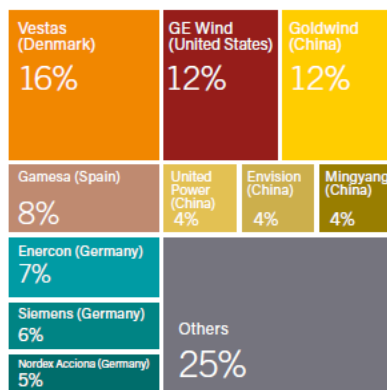


Figura 7. Cuotas de mercado de los 10 principales fabricantes de aerogeneradores [5].

La Figura 7, muestra los 10 principales fabricantes de turbinas del mundo, los cuales alcanzan en torno el 75% del mercado. La mayoría de fabricantes de turbinas se concentran en China, Europa, India y Estados Unidos. Sin embargo, los componentes se suministran desde otros continentes.

En 2016, Vestas (Dinamarca) le retoma el liderazgo a Goldwind (China), debido a su fuerte año en el mercado estadounidense. Por detrás, se sitúan GE Wind (United States), seguido de cerca por Goldwind (China), Gamesa (España) y Enercon (Alemania) cerrando el top cinco.

Algunas de las compañías, ampliaron su escala y alcanzaron el top 10, a través de importantes fusiones, por ejemplo, Nordex completo la adquisición de Acciona Windpower, la cual estaba bien posicionada en los mercados emergentes, para formar una nueva potencia importante.

Respecto la industria offshore, Siemens fue el principal fabricante de turbinas offshore en 2016, representando casi el 67% de la capacidad añadida, seguido por el fabricante Shanghai Electric Wind Power y Sewind (China; 26,4%)[5].

Sin embargo, aún persisten varios desafíos para aumentar el crecimiento, tales como la falta de infraestructura de transmisión, demoras en la conexión a red, la falta de aceptación pública, regulaciones...

1.5 OBJETIVOS DEL PROYECTO

El objetivo del presente Trabajo Fin de grado es partiendo de los datos cinco secundales de potencia de un parque eólico de Acciona, se van a caracterizar las variaciones de potencia que se producen y obtener un modelo de la peor variación de potencia que se puede dar e intentar extrapolarlo de una manera más general para cualquier otro parque eólico.

Una vez obtenida y modelada la peor fluctuación, se calcularán los requerimientos energéticos necesarios para el cumplimiento de alguna de las normativas de control de rampas.

Por último, con el objetivo de aportar una mayor calidad, seguridad y confiabilidad a la red eléctrica, se intentará atenuar las fluctuaciones de potencia con la aplicación de estrategias de control mediante sistemas de almacenamiento.

2. DESARROLLO EXPERIMENTAL

En este proyecto se va tratar de analizar diferentes métodos para optimizar el cálculo de sistemas de almacenamiento, con el objetivo principal de disminuir las fluctuaciones de potencia en la red eléctrica que producen los aerogeneradores.

Inicialmente se ha partido del proyecto “Estrategias de control para disminuir las fluctuaciones de potencia mediante sistemas de almacenamiento en plantas fotovoltaicas” [7], [8]. Las estrategias aplicadas en fotovoltaica han sido extrapoladas a eólica, aunque han tenido que ser modificadas para

que estas puedan ajustarse a la potencia que desarrollan los aerogeneradores, debido a que la dinámica de generación de potencia por los aerogeneradores es muy diferente a la generación fotovoltaica.

Las estrategias se van a simular con los datos cinco secundales registrados a lo largo del 2015 del parque de Acciona en Barásoain (Navarra) y mediante el software matemático (Matlab). Respecto los datos con los que se ha trabajado, se ha tenido que suprimir datos del 25 de octubre y del 29 de marzo porque había errores en los datos almacenados debido a los cambios horarios.



Figura 8. Situación geográfica del parque eólico de Acciona en Barásoain.

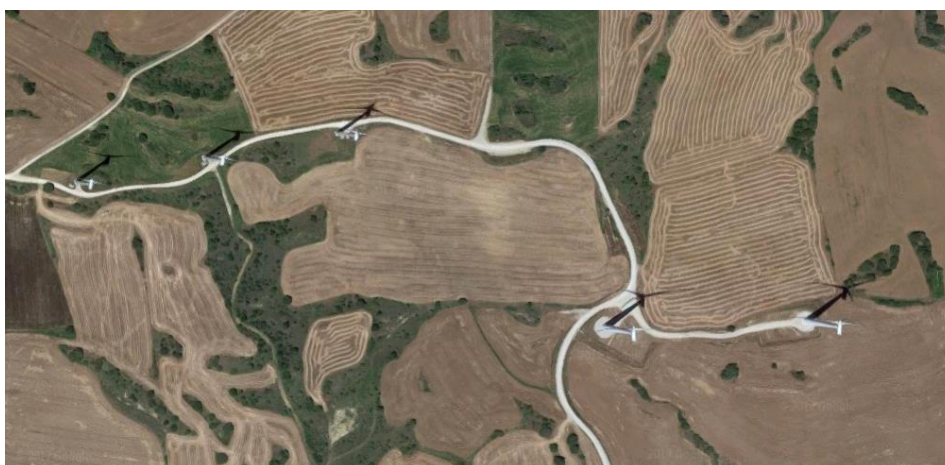


Figura 9. Imagen en planta de los 5 aerogeneradores del parque de Acciona en Barásoain.

El parque de Barásoain integra cinco aerogeneradores de 3 MW de tecnología ACCIONA Windpower. Tres de los aerogeneradores se asientan sobre torres de acero y dos sobre torres de hormigón. Las alturas son de 92 y 95,5 metros para las torres de acero y de 100 metros para las de hormigón, con rotores de 116 m de diámetro en todos los casos. La tecnología de los aerogeneradores empleados es de ACCIONA Windpower AW116/3000 [9].

2.1 AEROGENERADOR

La tecnología de los aerogeneradores empleados en la planta de Barásoain son del modelo AW116/3000 de ACCIONA Windpower. En la Figura 10, se pueden observar los principales componentes de los que se compone, las cuales se explicarán a continuación.

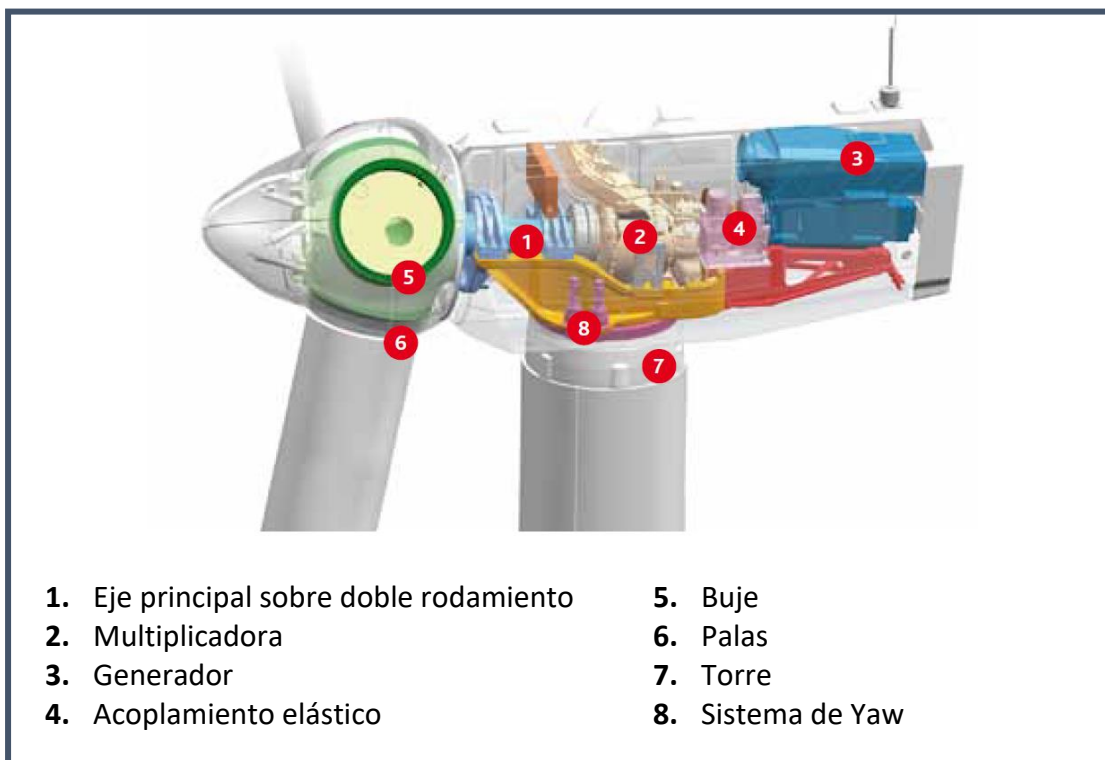


Figura 10. Componentes principales de las que se componen la serie AW3000 de Acciona [10].

Un elemento el cual no se encuentra referenciado en la Figura 10, es la góndola, esta contiene todos los componentes clave del aerogenerador y los protege de las inclemencias del tiempo, a la vez que aísla acústicamente el ruido generado dentro. La capota de la góndola suele estar fabricada de un material compuesto de 30% de fibra de vidrio y en un 70 % de poliéster. En la parte superior de la góndola, se encuentran los siguientes dispositivos:

- ❖ Pararrayos: Sistema de protección ante rayos.
- ❖ Anemómetro: Se encarga de medir y registrar la velocidad del viento.
- ❖ Veleta: Mide la dirección del viento, con este registro posteriormente se orienta el conjunto a través del sistema de yaw.

La góndola del modelo AW116/3000 tiene un peso de 111 ton sin el buje y con unas dimensiones de 10,9 m (longitud), 4,06 m (anchura) y 4,15 m (altura) [11].

En el siguiente apartado 2.2 Especificaciones técnicas, se encuentran todas las características del aerogenerador de una forma resumida.

2.1.1 Eje principal

El eje principal o también denominado eje de baja velocidad, es el elemento que realiza la unión del buje con las palas a la multiplicadora. Este esta soportado por dos apoyos de rodillos esféricos, ajustados en carcasas soldadas, y que absorben los esfuerzos radial y axial del rotor. Por el interior, discurren los conductos del sistema hidráulico o eléctrico para el accionamiento de los frenos aerodinámicos, del paso variable y del control de los sensores del rotor [12].

2.1.2 Multiplicadora

El esfuerzo de rotación generado se transmite hasta la multiplicadora. La multiplicadora es el elemento del aerogenerador que multiplica las revoluciones del rotor, el cual gira entre 15-25 rpm en función del viento a una elevada velocidad de giro del generador, aproximadamente unas 1500 rpm, esta conversión implica una reducción del elevado par del rotor en función de la relación de transmisión.

La velocidad a la que va girar el eje principal se define en la ecuación 2, a continuación, esta velocidad se amplía por la multiplicadora mediante una relación.

$$\Omega = \frac{\lambda \cdot U}{R} \cdot \frac{60}{2\pi} \quad (2)$$

Ω : Velocidad de giro del eje principal (rpm)

U: Velocidad del viento $\left(\frac{m}{s}\right)$

λ : Relación de velocidades de la punta de pala

La multiplicadora del AW116/3000, se compone de 3 etapas de multiplicación, 2 planetarias y una de ejes paralelos. La lubricación en la caja de engranajes se realiza por salpicadura y mediante aceites de refrigeración, que mantienen la temperatura de los engranajes a valores recomendados [11].

2.1.3 Generador

El generador eléctrico o alternador, es una máquina eléctrica encargada de transformar la energía mecánica de rotación, que proviene del eje de alta velocidad y está conectado mediante un acoplamiento elástico, en energía eléctrica.

La conversión se puede realizar mediante un accionamiento directo o con multiplicadora. El accionamiento directo es posible realizarlo mediante generadores síncronos y máquinas múltiplo, sin embargo, no es muy empleado, ya que a pesar de evitar la multiplicadora sigue siendo más grande y caro. La conversión con multiplicadora, es posible realizarla mediante un generador síncrono convencional o con el asíncrono.

Los diferentes esquemas de conversión con la máquina asíncrona son:

- Máquina asíncrona directamente conectada a red.
- Máquina asíncrona con convertidor back-to-back.
- Máquina asíncrona doblemente alimentada (MADA).

El generador del modelo AW116/3000 es doblemente alimentado (MADA o DFIG) compuesto por un generador asíncrono de rotor bobinado con 3 pares de polos, como se observa en la Figura 9, el estator se encuentra conectado directamente a red y el rotor está conectado por un convertidor que controla la máquina.

La tensión a la salida del generador es de 12.000 V, esto es muy óptimo, ya que aumentar la tensión a la salida del generador conlleva disminuir las pérdidas en el transporte de energía, desde la góndola hasta la base y por todo el parque, además se evita disponer de un transformador elevador en la base de la torre o en la góndola para aumentar la tensión a la salida.

La MADA es una estructura más complicada y cara, pero mediante el convertidor y la extracción de potencia, es posible modificar la curva permitiendo:

- El funcionamiento a velocidad variable.
- Un ajuste fino de la potencia reactiva que absorbe o inyecta.

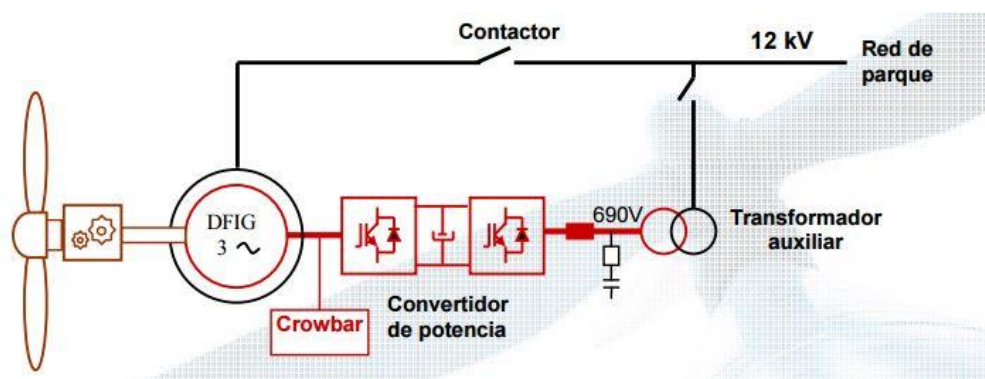


Figura 11. Esquema del generador doblemente alimentado [10].

En la Figura 12, se muestra el circuito magnético aproximado en régimen estacionario para la máquina asíncrona doblemente alimentada. Se ha pasado el circuito magnético a los terminales de entrada del estator, de esta manera la inductancia equivalente (X_e) se define como: $X_e = X_s + X_r$.

La resistencia del rotor se descompone en R_r y $R_r \cdot (1-s)/s$. El primer término hace referencia a la resistencia real de cada fase y el segundo término es una resistencia variable que representa parte de la potencia transformada.

Del mismo modo, la fuente de tensión se descompone en V_{con} y $V_{con} \cdot (1-s) / s$. El primer término hace referencia a la tensión real que existe en los devanados y el segundo término que depende del deslizamiento, representa otra parte de la potencia mecánica transformada.

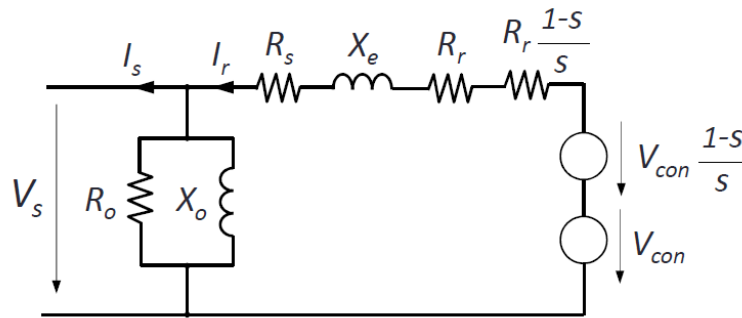


Figura 12. Modelo magnético aproximado de la máquina asíncrona doblemente alimentada por fase [12].

Ambas fuentes pueden absorber o entregar potencia activa y reactiva, esto es muy ventajoso, ya que ante huecos de tensión los aerogeneradores son capaces de aportar reactiva y van a favorecer la integración a red.

En la Figura 13, se muestra el balance de potencias de la máquina asíncrona doblemente alimentada, empleando el convenio motor. Estas van desde la potencia que se extrae a partir del eje de alta velocidad, teniendo en cuenta todas las pérdidas del generador, hasta la potencia que se extrae en el estator.

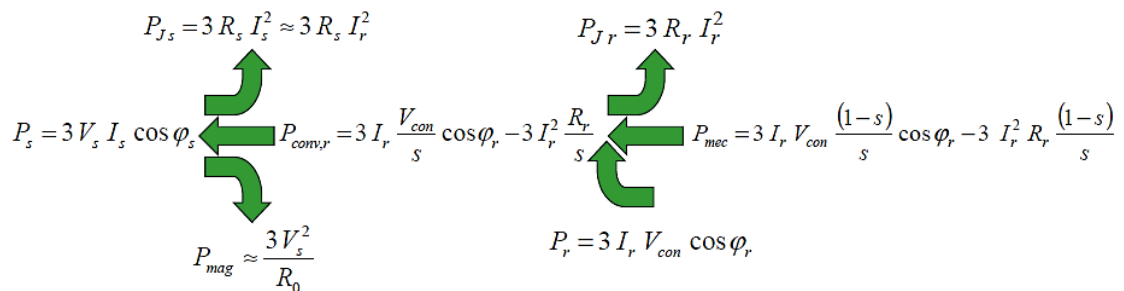


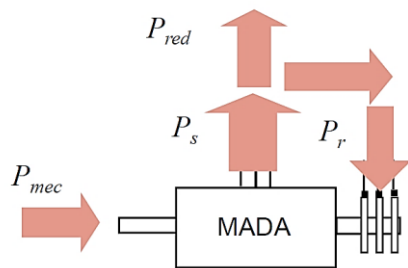
Figura 13. Ecuaciones del balance de potencia de la MADA, empleando el convenio motor.

Adoptando el convenio de la Figura 14, es decir la potencia sale por el estator y entra por el rotor, se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$P_S = P_{mec} + P_R \quad (3)$$

$$P_R = s \cdot P_R \quad (4)$$

La potencia mecánica es la que extrae el aerogenerador para cada velocidad del viento, además a partir del deslizamiento, ya se podrá calcular el rendimiento según la ecuación 6.



$$s = \frac{\Omega_s - \Omega}{\Omega_s} \quad (5)$$

$$\eta_{MADA} = \frac{P_{mec}}{P_{red}} = \frac{P_{mec}}{P_s - P_r} \quad (6)$$

Figura 14. Esquema del balance de potencias.

2.1.4 Acoplamiento elástico

El acoplamiento elástico, como su nombre indica es el elemento que conecta el eje de alta velocidad al eje principal del generador eléctrico. A través de él, se transmite toda la potencia al generador eléctrico.

2.1.5 Buje

El buje es la pieza encargada de la unión entre las palas y el eje principal o de baja velocidad, y por lo tanto el encargado de transmitir la fuerza del viento en el eje principal en el interior de la góndola.

En generadores de tres palas, el buje suele estar compuesto de una estructura metálica hueca con base en fundición de acero nodular, la cual permite un acoplamiento firme de las palas a través de unos pernos roscantes. Además, es posible acceder al buje en el modelo AW116/3000 desde el interior de la góndola, en el caso que sea necesario realizar mantenimiento [11].

Delante del buje se coloca la nariz, en la Figura 15 se observa un ejemplo, esta es una especie de paraboloide que actúa como una cubierta frontal. Realizando la función de desviar el viento hacia el tren motor, mejorar la ventilación interior y eliminando la turbulencia indeseable en el centro del rotor.



Figura 15. Buje de tres palas de acero nodular en la parte izquierda y la nariz en la derecha.

El rotor está compuesto de tres palas, ésta corresponde con una de las partes más importantes, ya que son las encargadas de absorber la energía del viento. Las palas convierten la energía del viento en el eje lineal en un movimiento de rotación, el cual se transmite al buje.

Según el tipo de unión de las palas al buje se clasifican en:

- **Palas de paso fijo:** No es posible la rotación de la pala sobre su eje, los aerogeneradores regulan su potencia mediante un diseño de pala que pierde efectividad cuando la velocidad del viento supera un límite. Este tipo de unión es más barato, pero no se consigue la potencia nominal, con vientos grandes, y por lo tanto no se maximiza la potencia absorbida del viento [12].
- **Palas de paso variable (control del pitch):** Los aerogeneradores regulan su potencia mediante el giro de las palas sobre su eje, permiten una regulación mucho más ajustada. Con este control se limita la potencia a su valor nominal aumentando el ángulo de paso, es decir disminución del ángulo de ataque, cuando la velocidad del viento supera la nominal. Con el control del pitch, es posible absorber la máxima potencia del aerogenerador, es el más empleado [12].

Las palas se diseñan bajo formas constructivas y materiales, que deben atender a los siguientes requerimientos:

- ❖ Resistencia estructural.
- ❖ Resistencia a la fatiga.
- ❖ Suficiente rigidez.
- ❖ Mínimo peso necesario.
- ❖ Facilidad de fabricación.
- ❖ Resistencia a los ambientes y a las inclemencias climatológicas.
- ❖ Minimizar la emisión de ruido.

Según todos los requerimientos necesarios, las palas de los aerogeneradores actuales se suelen fabricar con un material compuesto de matriz polimérica (poliéster) con un refuerzo de fibras de vidrio o carbono. Respecto la fibra de carbono es característica por su alta resistencia y ligereza, aunque es un material más caro.

Un elemento crítico de las palas es el inserto en el rotor. Las palas se fijan al buje mediante unos pernos roscados o espigas metálicas (delante de la góndola). La Figura 16, muestra un detalle de los pernos empleados para fijar las palas al buje del aerogenerador.

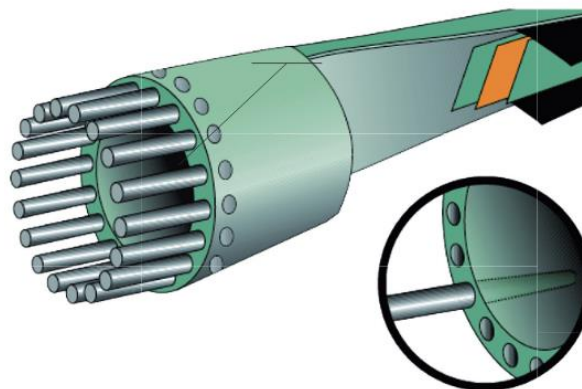


Figura 16. Detalle de los pernos empleados para integrar las palas al buje [13].

El rendimiento de las palas, es decir la cantidad de energía que es capaz de absorber del viento, depende principalmente de las características constructivas del aerogenerador (tipo de rotor) y de la relación de velocidades en la punta de la pala (λ).

$$\dot{m} = \rho \cdot A_1 \cdot U_1 = \rho \cdot A_2 \cdot U_2 \quad (7)$$

ρ : Densidad del aire, en condiciones estandares

(nivel del mar y 13°C) es $1,225 \frac{kg}{m^3}$

A: Área de barrido

U: Velocidad del viento ($\frac{m}{s}$)

El rotor eólico, es atravesado por un flujo másico de aire, siguiendo la ecuación 7, de la conservación de la masa, cabe notar que una turbina nunca puede extraer toda la energía cinética del viento, ya que el aire no se para al atravesar la turbina. Cuando el viento atraviesa el rotor eólico su velocidad disminuye de U_1 a U_2 y el área de barrido aumenta de A_1 a A_2 .

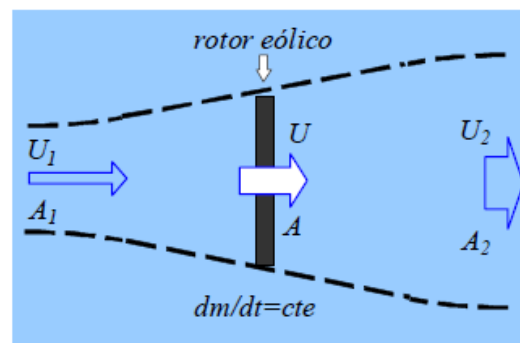


Figura 17. Modelo de Betz [12].

La potencia disponible del viento (Pd) es:

$$Pd = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot U_1^3 \quad (8)$$

Sin embargo, no es posible aprovechar toda la potencia del viento, el límite de Betz nos indica que en la práctica la máxima potencia que se puede aprovechar del viento es el 59%. Mediante el coeficiente de potencia (C_p), se mide la fracción de potencia del viento que se aprovecha y esta depende principalmente del diseño de las palas.

$$Pc = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot U_1^3 \cdot C_p \quad (9)$$

Otro factor muy determinante en la cantidad de energía obtenida por el aerogenerador es la relación de la velocidad en la punta de la pala, denominada λ (Tip Speed Ratio o TSR).

$$\lambda = \frac{\Omega \cdot R}{U} \cdot \frac{2\pi}{60} \quad (10)$$

Ω : Velocidad de giro del eje principal (rpm)

U: Velocidad del viento $\left(\frac{m}{s}\right)$

λ : Relación de velocidades de la punta de pala

Respecto el rotor eólico, la mayor eficacia se obtiene para las turbinas de eje horizontal de dos o tres palas y además, a menor número de palas más planas son las curvas C_p en función de λ .

En cuanto al par, que transmite el viento al eje directo se define en la ecuación 11, en este se emplea el coeficiente de par C_Q .

$$T = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot R \cdot U_1^2 \cdot C_Q \quad (11)$$

2.1.6 Torre

La torre es la estructura responsable de soportar y posicionar la góndola, las palas y el buje a una altura óptima para su funcionamiento. Estas poseen una forma cónica hueca y pueden estar fabricadas de diferentes materiales. La elección del tipo de material depende de factores tales como el coste, el peso de la góndola, la forma de transporte, la altura...

Respecto los cinco aerogeneradores que componen el parque, tres de ellos se asientan sobre torres de acero y dos sobre torres de hormigón. Además, las alturas correspondientes para las torres de acero son de 92 y 95,5 m y para los de hormigón de 100 m.

Existen 2 tipos de zapatas para los 2 tipos de torres posibles, ya que es necesario que la torre y la cimentación trabajen de manera solidaria [14].

La unión de la torre de acero a la cimentación se realiza mediante una corona formada por una doble hilera concéntrica de pernos, se muestra en la Figura 18, la

cual es introducida en una zapata de hormigón armado. La doble hilera de pernos sobresale por la parte superior de la zapata para atornillarla al primer tramo de torre [14].

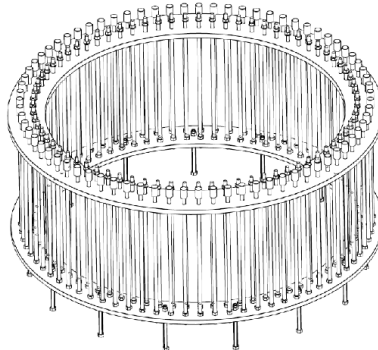


Figura 18. Carrete de pernos localizado en la zapata [14].

La torre de hormigón es una estructura compuesta por elementos prefabricados, denominadas dovelas. Estas se unen a la cimentación mediante la introducción de las barras que se sobresalen de las dovelas al primer tramo, en unas vainas localizadas en la zapata. Posteriormente se rellenan dichas vainas con mortero [14].

2.1.7 Sistema de yaw

El sistema de yaw es el encargado de mantener al conjunto de góndola, buje y palas en la dirección óptima respecto al viento y de esta manera aprovechar la máxima energía eólica posible. El sistema mueve el conjunto mediante una serie de motores.

El mecanismo de orientación es activado por un controlador electrónico, que vigila la dirección del viento utilizando la veleta y controlan los motores que activan el giro del conjunto.



Figura 19. Detalle de los rodamientos de yaw y de los motores.

A su vez, estos disponen de un doble sistema de frenado, compuesto de un freno de disco con pinzas y un freno electromecánico por accionamiento del motor, los cuales permiten parar el movimiento rotacional del conjunto y bloquearlo una vez que este se ha orientado de cara al viento.

2.2 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS AW116/3000

AW116/3000	
Diámetro del Rotor	116 m
Clase	IEC IIa
Turbina apropiada	Viento medio con mayor intensidad de turbulencia
DATOS DE OPERACIÓN	
Mínima velocidad de viento	3,5 m/s
Máxima velocidad del viento	25 m/s
Potencia Nominal	3000 kW
Rango de temperaturas de funcionamiento	-30 hasta + 40 °C
Rango de factor de potencia	+/- 0,93
ROTOR	
Nº de palas	3
Área de barrido	10.568 m ²
Regulación de potencia	Control de pitch con velocidad variable
MULTIPLICADORA	
Engranajes	Tres etapas: 2 planetarias y 1 paralela (helicoidal)
Rodamientos	Rodamientos dobles de rodillos esféricos
Lubricación	A presión y por salpicadura con aceite refrigerante
SISTEMA DE PITCH	
Activación	Cilindros hidráulicos
Protecciones	Pistones independientes en cada pala.
SISTEMA DE YAW	
Tipo	
Rodamientos de giro	Externos
Sistema de frenado	Disco con pinzas y electromagnético por el par motor
GENERADOR	
Tipo	6 polos, doblemente alimentado (MADA)
Frecuencia	50/60 Hz
Tensión nominal	12.000 V
TORRE	
Altura de la torre de acero (m)	92
Nº de secciones de la torre de acero	4
Altura de la torre de hormigón (m)	100,12

Nº de secciones de la torre de hormigón	5,6
GONDOLA	
Peso (toneladas)	111 t (sin buje)
Dimensiones	10,9 m (longitud), 4,09 m (anchura) y 4,15 m (altura)
MONTACARGAS	
Capacidad de la grúa del equipo	500 kg
Capacidad del ascensor	250kg

Tabla 1. Especificaciones técnicas del aerogenerador a estudio [10].

2.3 ESTADOS DE OPERACIÓN DE LA TURBINA

Las estrategias de funcionamiento de los aerogeneradores sobre los que se va trabajar poseen 6 estados diferentes, con diferentes niveles de actividad para cada uno de ellos.

Los 5 estados principales con los que trabaja la turbina, citándolos en orden de mayor a menor actividad, son: MARCHA, PAUSA, STOP, FALLO y EMERGENCIA. Existe la posibilidad de un sexto estado llamado MANUAL, mediante el cual se realizan las operaciones de mantenimiento.

Además, dentro del estado de MARCHA hay otros dos estados transitorios, LISTO (momento desde el arranque hasta el acoplamiento de la maquina) y PARADA CONTROLADA (hasta que se produce el frenado y el pitch alcanza la posición de bandera) [15].

3. ESTRATEGIAS

En primer lugar, se van a describir las diferentes estrategias empleadas en el presente trabajo, las cuales están basadas en el diagrama de la Figura 20. Cada estrategia trata de optimizar la capacidad de almacenamiento necesaria para hacer frente a las fluctuaciones de potencia eólica en la red.

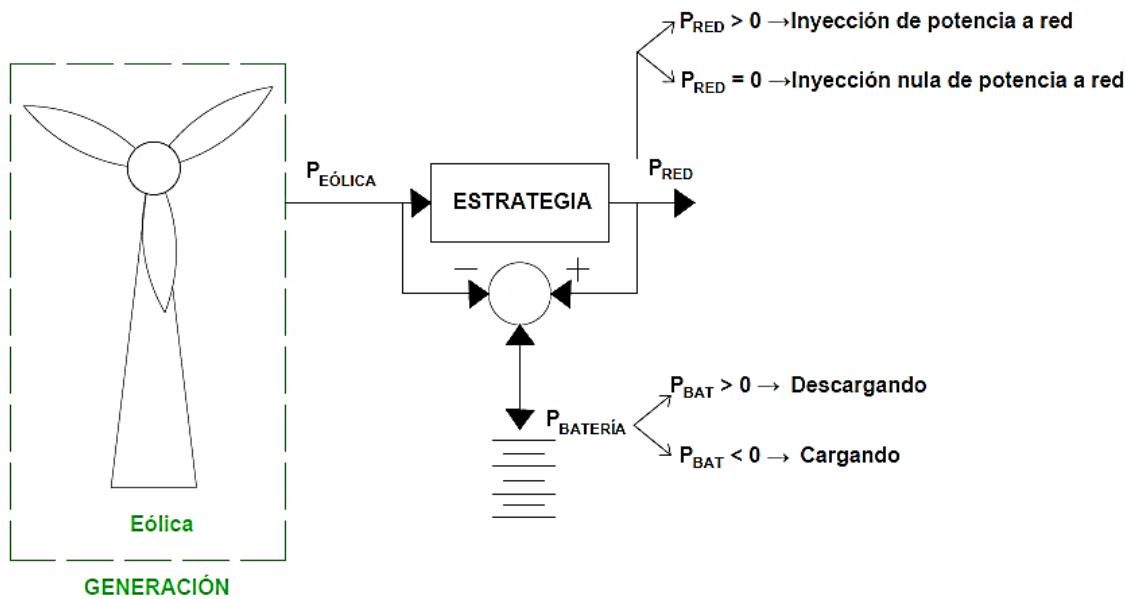


Figura 20. Diagrama del sistema que se va analizar y del convenio de signos empleado.

3.1 ESTRATEGIA 0: CONTROL BÁSICO

En primer lugar, se ha realizado un control básico de inyección de potencia a red mediante un control de rampas y almacenamiento, el control básico está basado de manera que, cuando la variación de potencia generada por el aerogenerador ($\Delta P_{eólica_Δt}(t)$) excede un porcentaje respecto la potencia nominal del aerogenerador (P^*), se inyecta toda la potencia sobrante en la batería.

La $r_{máx}$ (%/min) correspondiente al control de rampa en este trabajo, se ha impuesto del 10 %/min, es decir suponiendo que la potencia de un aerogenerador es de 3 MW y los datos son cinco secúndales, la máxima variación de potencia que se puede producir cada 5 segundos es de 25 kW.

$$\text{Máxima variación de potencia} = \left[\frac{r_{máx}}{60} \cdot \text{Var}_t \right] \cdot P_{nom} \quad (12)$$

$$\Delta P_{eólica_Δt}(t) = \frac{[P_{eólica}(t) - P_{eólica}(t - \Delta t)]}{P^*} \quad (13)$$

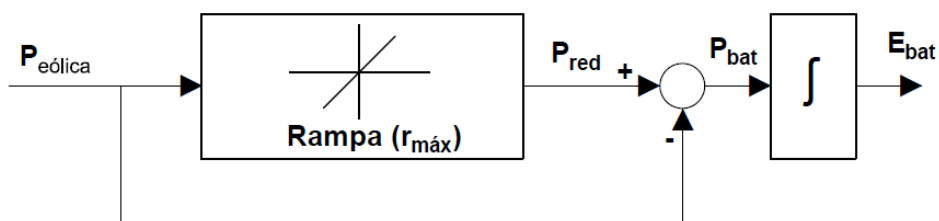


Figura 21. Diagrama del control de rampas implementado a la potencia generada por el viento ($P_{eólica}(t)$).

Una vez simulado el control básico, la energía en la batería que se desarrolla a lo largo del año tiene una tendencia a cargarse como se puede observar en la Figura 22. Este posee una tendencia de arranque rápidos, es decir la tendencia de las fluctuaciones es más a subir que a bajar.

Además, se comprueba en la Figura 22, que mediante el control básico, la energía de la batería no es la misma al principio y al final del ciclo, por lo que para que el sistema pueda funcionar año tras año en torno al mismo estado de carga, es necesario establecer un control del SOC.

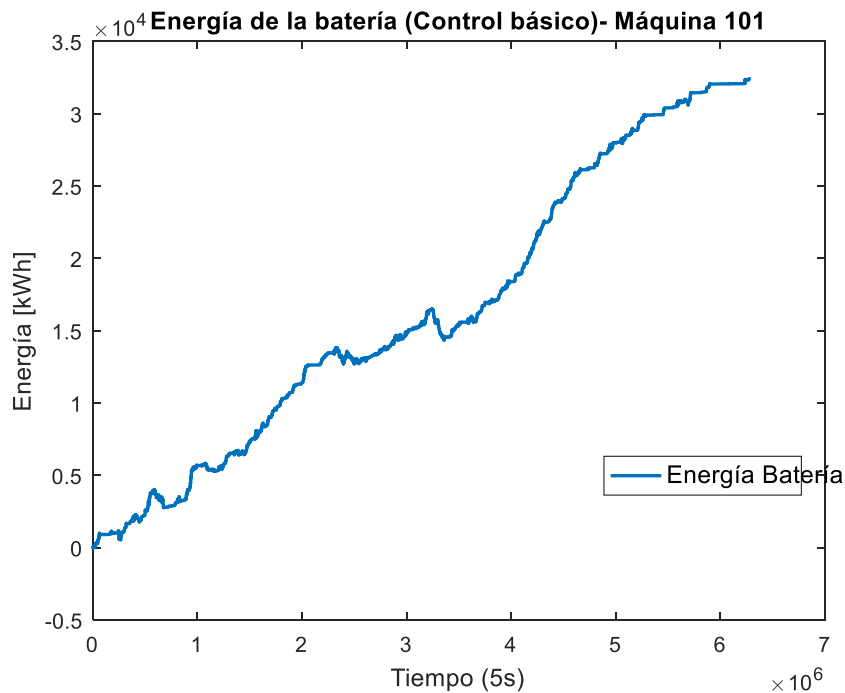


Figura 22. Energía desarrollada en la batería a lo largo del año mediante el control básico.

La Figura 23, muestra el control implementado en un instante durante el año, en este se comprueba cómo se cumple el control de rampas del 10 %/min impuesto en el control básico y que al disminuir la velocidad del viento la potencia que genera la turbina también disminuye pero cumpliendo en todo momento el rampeado.

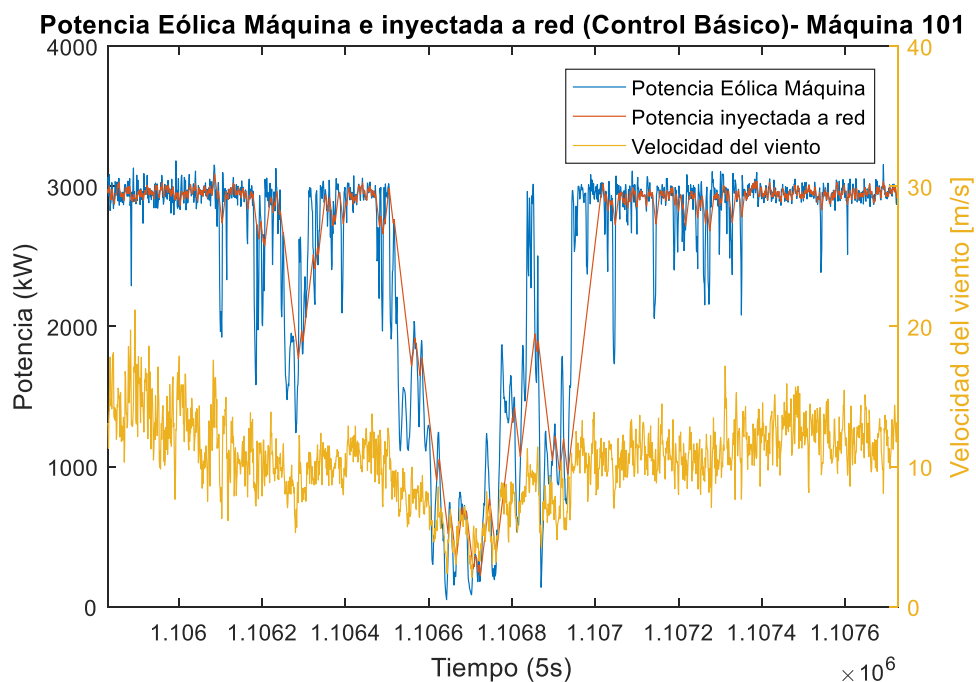


Figura 23. Potencia desarrollada por la máquina 101 mediante el control básico.

3.2 ESTRATEGIA 1: CONTROL SOC

La Estrategia 1 (Control SOC) es muy similar a la Estrategia 0 (Control Básico), está se basa en una estrategia de control, la cual puede recargar la batería sin tener que absorber energía de la red eléctrica, sino que imponiendo un valor de referencia del estado de energía de la batería y mediante un lazo de control con el de referencia, se intenta en torno a ese valor de referencia la carga de la batería.

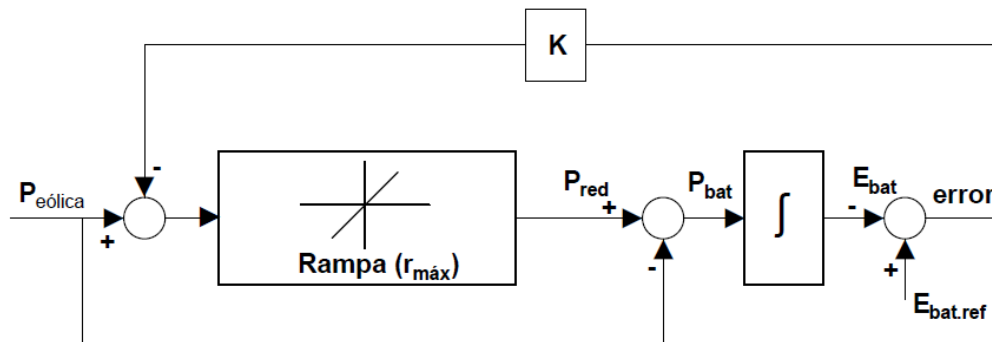


Figura 24. Diagrama del control implementado en la estrategia 1.

Mediante la estrategia mostrada en la Figura 24, se realiza el control del estado de carga de la batería (State of Charge) introduciendo la diferencia de $E_{bat.ref} - E_{bat}$.

En el instante en el que la energía de la batería no es igual a la energía de referencia, se genera un error, la cual se multiplica por la K del proporcional y se resta a la potencia que genera el viento. Se pueden dar las siguientes situaciones:

- Si $E_{bat} > E_{bat.ref}$, se genera un error negativo que se resta a la $P_{eólica}$. Por lo tanto, la potencia que se va a inyectar a la red será mayor. Sin embargo, como la potencia que se inyecta en la batería es $P_{red} - P_{eólica}$, la potencia en la batería es positiva y según el convenio de signos empleado, la batería se descargará.
- Si $E_{bat} < E_{bat.ref}$, se genera un error positivo que se resta a la $P_{eólica}$. La potencia que se va a inyectar a la red será menor y la potencia que se inyecta en la batería es $P_{red} - P_{eólica}$. En este caso, al ser $P_{eólica}$ mayor que P_{red} , la potencia que se inyecta en la batería es negativa y, según el convenio de signos empleado, la batería tenderá a cargarse para tender hacia el estado de $E_{bat.ref}$.

Con ello, se consigue que el estado de carga no afecte al cabo de un tiempo, debido a que simplemente va afectar al tiempo en que tarda en reponer la batería a su valor de referencia.

Es posible hacer el control más rápido o más lento según la ganancia K, un valor muy grande de K puede compensar las fluctuaciones de una forma muy rápida pero también puede hacer el sistema inestable.

Mediante el control del SOC, la capacidad del sistema de almacenamiento necesaria es menor, ya que el control tiende a llevarla al estado de referencia. En este caso se ha marcado como referencia el estado de la batería a 0 y la K del control proporcional a 6.

En realidad, se deberá establecer una K que permita un buen compromiso entre la estabilidad del sistema y la rapidez de carga de la batería, para que al final del ciclo la energía de la batería sea la de referencia.

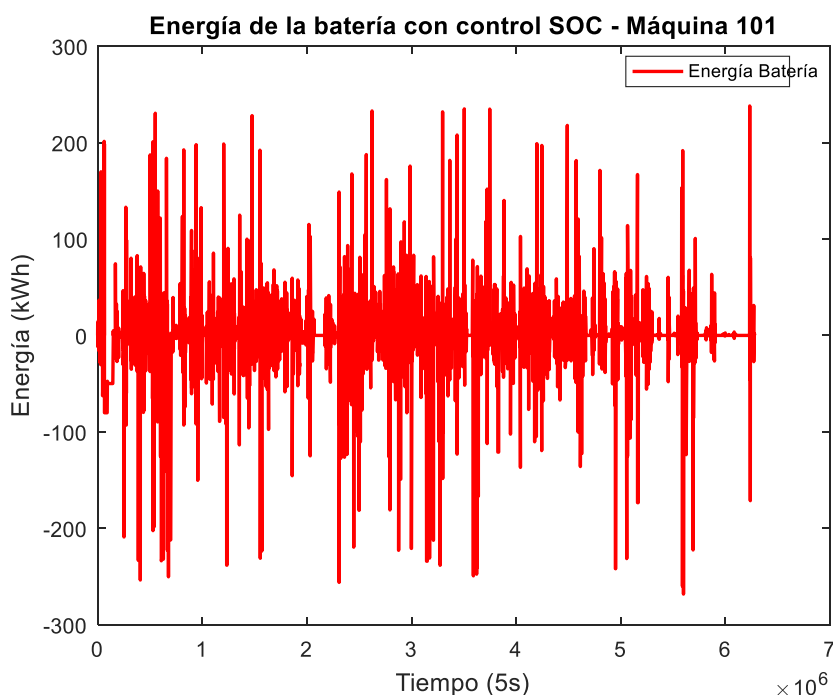


Figura 25. Energía desarrollada en la batería en la máquina 101 mediante el control del SOC al 0% en 2015.

3.3 ESTRATEGIA 2: TODO O NADA

El tercer método propuesto para implementar en la Estrategia 1 (Control del SOC), está basado en la actual potencia instantánea que está generando el aerogenerador y con las producciones límites que se pueden producir. Esta estrategia está extraída del artículo [7], en el cual se realiza una estrategia muy similar basándose en la máxima o mínima potencia que puede generar una planta fotovoltaica en un día claro u oscuro, y adecuada a la potencia eólica.

A pesar de que el aire es un recurso con una gran aleatoriedad y es muy difícil predecir, se tiene la ventaja de que los límites de potencia generada son conocidos. No obstante, a diferencia de la fotovoltaica, los límites que se pueden producir en eólica respecto a cualquier momento de generación de la turbina pueden ser tanto la potencia máxima o nula.

De esta forma, es posible calcular la máxima variación de potencia máxima o mínima que se puede producir respecto la potencia instantánea que está generando el aerogenerador. Por lo tanto, una vez que se conoce la máxima variación de potencia que se puede producir en el aerogenerador, es posible calcular el estado de carga necesario para hacer frente a la naturaleza de las fluctuaciones, ya sean de carácter ascendente o descendente.

La máxima fluctuación de potencia que es posible inyectar a red en cualquier momento, debido al error de energía en la batería referencia respecto a la energía de la batería, es la máxima potencia que puede generar la máquina, es decir la potencia nominal.

Cálculo del estado de SOC de referencia

Considerando el hecho de que los límites de potencia máxima y mínima son conocidos en el aerogenerador, es posible realizar el control del estado del SOC dependiendo de la energía instantánea que hay en la batería y atendiendo a la potencia que se está inyectando a red, mediante el control de rampas impuesto.

De este modo, es posible prever la capacidad de batería necesaria para hacer frente a las máximas fluctuaciones de potencia, tanto ascendente como descendente, y establecer el control del SOC con el objetivo de prever las fluctuaciones de energía en la batería.

Es decir, cualquier otro estado intermedio de producción implicará una referencia de SOC que será variable en función de la velocidad del viento, de la energía que hay en la batería en ese instante y de la capacidad necesaria para abastecer a las peores fluctuaciones de potencia, que es posible que se produzcan tanto positivas como negativas.

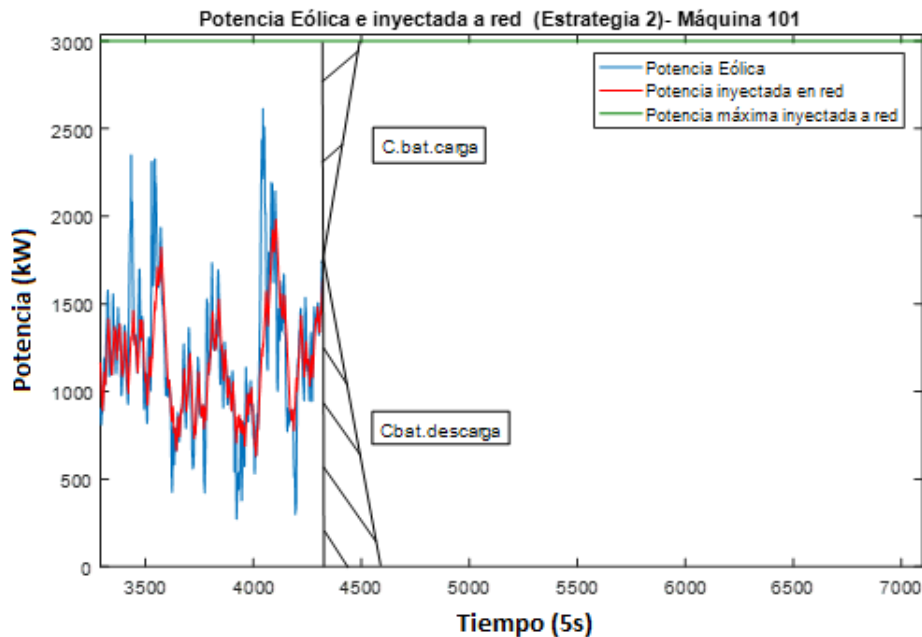


Figura 26. Capacidad necesaria de almacenamiento o descarga respecto una potencia instantánea generada.

En la siguiente estrategia se van a introducir los siguientes términos:

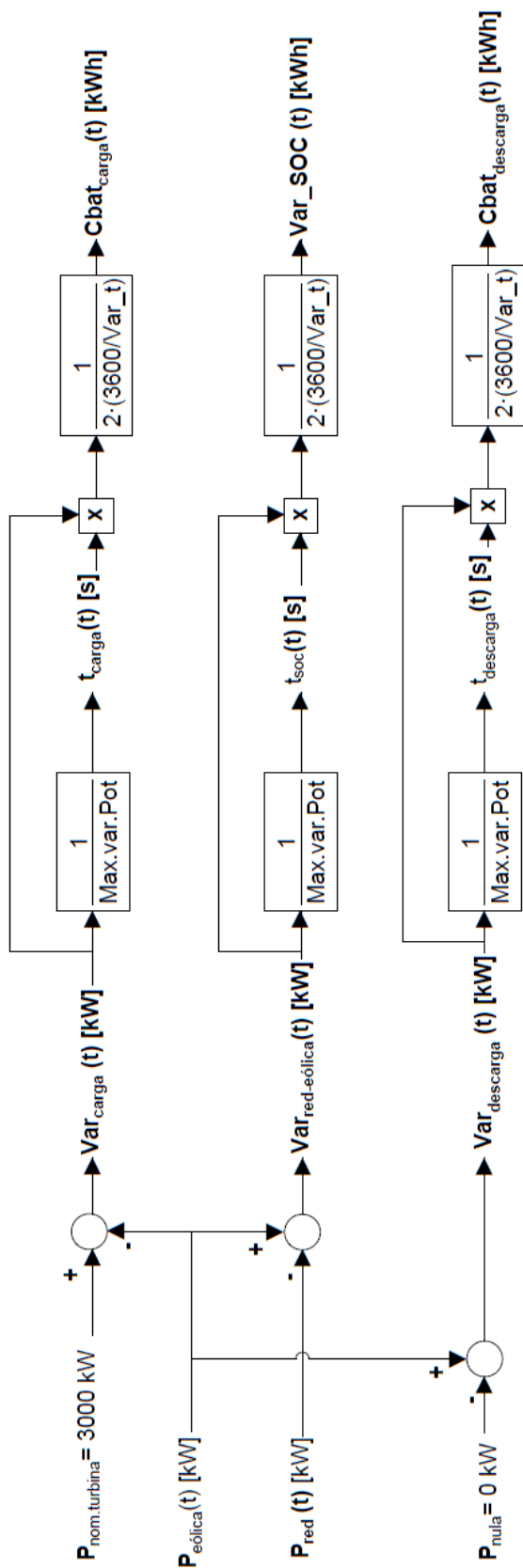
- **Capacidad necesaria de carga (Cbat.carga):** Corresponde con la capacidad de almacenamiento que es necesario tener disponible, en el caso que la potencia que está generando la turbina pasara al estado de plena potencia y se inyectara la máxima potencia posible.

Como se observa en la Figura 26, la capacidad de almacenamiento necesaria se calcula mediante triángulos cumpliendo el rampeado impuesto.

- **Capacidad necesaria de descarga (Cbat.descarga):** Es el almacenamiento de energía necesario, demandado a la batería para inyectar, en el caso que se produzca la máxima fluctuación negativa y se deba realizar el rampeado. La máxima fluctuación negativa respecto cualquier instante de generación corresponde con la parada del aerogenerador.

- **Variación SOC (Var_SOC):** Dado que el viento es un recurso muy aleatorio, se introduce en la estrategia, este término que predice la variación del estado de carga en el futuro. Por ejemplo, en el caso que $Var_SOC(t)$ sea positiva significa que la potencia que está generando la máquina en ese instante es superior a la que se está inyectado a la red y por lo tanto la batería tendrá una tendencia a cargarse.

En la Figura 27, se muestra el cálculo de los términos anteriormente definidos mediante diagramas de bloques.



$Max.var.Pot = ((r_{m\acute{a}x}/60) \cdot Var_t) \cdot P_{nom}$ Máxima variación de potencia que se debe cumplir en el rampeado.

Var_t = Variación de tiempo en el registro de los datos de partida

Figura 27. Cálculo de los nuevos términos introducidos en la Estrategia 2.

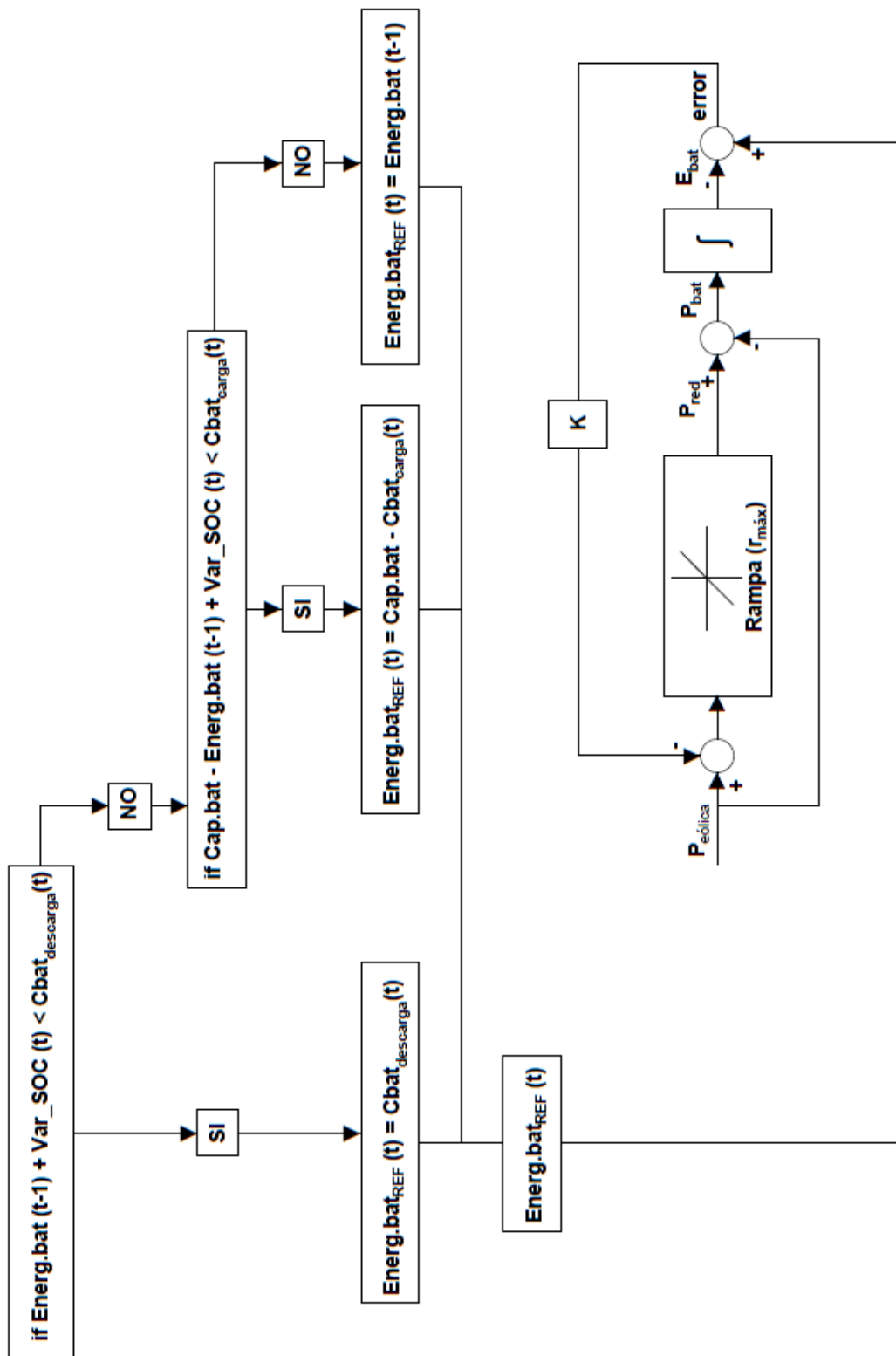


Figura 28. Desarrollo del control implementado en la Estrategia 2 para el cálculo de la energía de referencia en el lazo del control del SOC.

4. ANÁLISIS DE LAS ESTRATEGIAS EN CONDICIONES NOMINALES DE OPERACIÓN

En este apartado, se van a analizar las diferentes estrategias explicadas en el apartado 3. En primer lugar, para el caso de condiciones nominales de operación, es decir sin tener en cuenta el estado de la turbina, y para el caso de una sola máquina.

En condiciones nominales de operación, las mayores fluctuaciones de potencia se producen por la desconexión de la máquina, desde el estado de plena potencia a potencia nula o desde la potencia nula, en la que la máquina pasa a generar a plena potencia en unos 30 s.

Estas fluctuaciones pueden ser debidas:

- Viento altos: Cuando la velocidad del viento es superior a la velocidad máxima (25 m/s) o bien cuando se produce algún error, deja de generar.
- Vientos bajos: Cuando la velocidad del viento es inferior a la velocidad mínima (3,5 m/s) y no tiene la suficiente potencia como para generar.
- Error de funcionamiento: En el caso que se detecte algún error en la turbina, esta se desconecta y deja de generar.
- Parada Manual: Cuando sea necesario, realizar tareas de mantenimiento o revisión, se puede realizar la parada manual de la turbina.

Una vez analizado y calculado el sistema de almacenamiento para cada estrategia y una sola turbina, se simularán las estrategias con diferentes agrupaciones de máquinas, con el principal de objetivo de determinar, si es posible disminuir la capacidad de la batería necesaria mediante la centralización del sistema de almacenamiento.

Esto se ha realizado, ya que es posible que debido a la separación de las turbinas, el viento no sea igual en los diferentes aerogeneradores y, mientras que en una máquina se está produciendo una fluctuación positiva en otra se esté produciendo una negativa y ambas se contrarresten.

4.1 INDIVIDUAL

Como ya se ha comentado en la introducción de este apartado 4, se van a analizar las estrategias comentadas en el apartado 3 para disminuir las fluctuaciones de potencia, sin considerar el estado de la máquina.

4.1.1 Análisis Estrategia 0: Control básico

En la Figura 22, se observa la energía desarrollada en la batería a lo largo del 2015 de la máquina 101 mediante el control básico, el cual es la primera estrategia propuesta en el apartado 3. La energía en la batería tiene una tendencia a cargarse, es decir una tendencia de arranques rápidos, las fluctuaciones tienden más a subir que a bajar.

En un primer momento, ya se observa la diferencia de comportamiento entre la potencia fotovoltaica y la eólica, porque como se determinó en el proyecto [8], mediante el control básico la batería en las plantas fotovoltaicas tiene una tendencia a descargarse al final del ciclo y sin embargo, la potencia eólica tiene la tendencia opuesta a cargarse.

En la Figura 29, tomada de [8], se observa la evolución a descargarse de la batería a lo largo de un año con diferentes agrupaciones, de una planta fotovoltaica. Se comprueba que a menor potencia nominal tiene la planta fotovoltaica, mayor es la descarga que se produce mediante el control básico a lo largo del año.

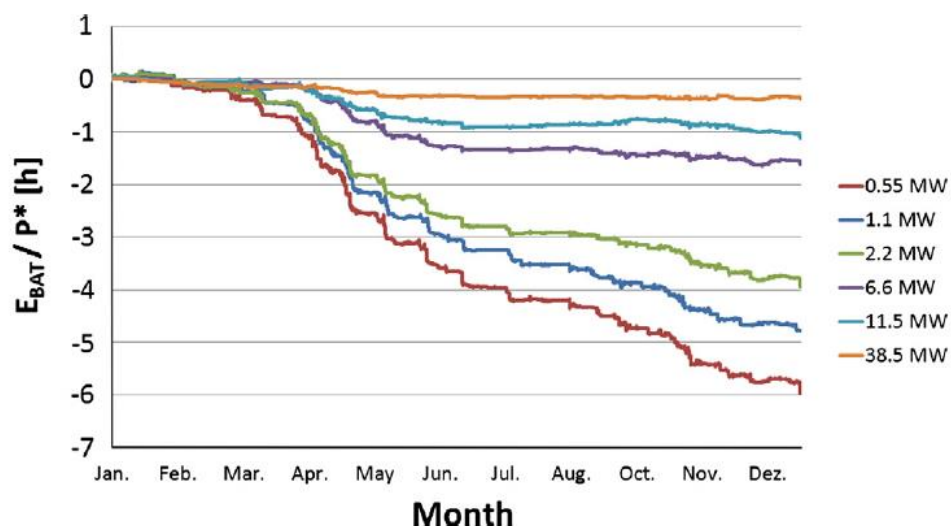


Figura 29. Evolución del almacenamiento en la batería durante un año, mediante la limitación de rampas del 10%/min y el control básico en diferentes secciones de una planta FV [8].

Sin embargo, en la Figura 30 se comprueba que la tendencia de la eólica es opuesta en la evolución de la energía con tres de las turbinas a lo largo de 2015, produciéndose la carga a lo largo del año.

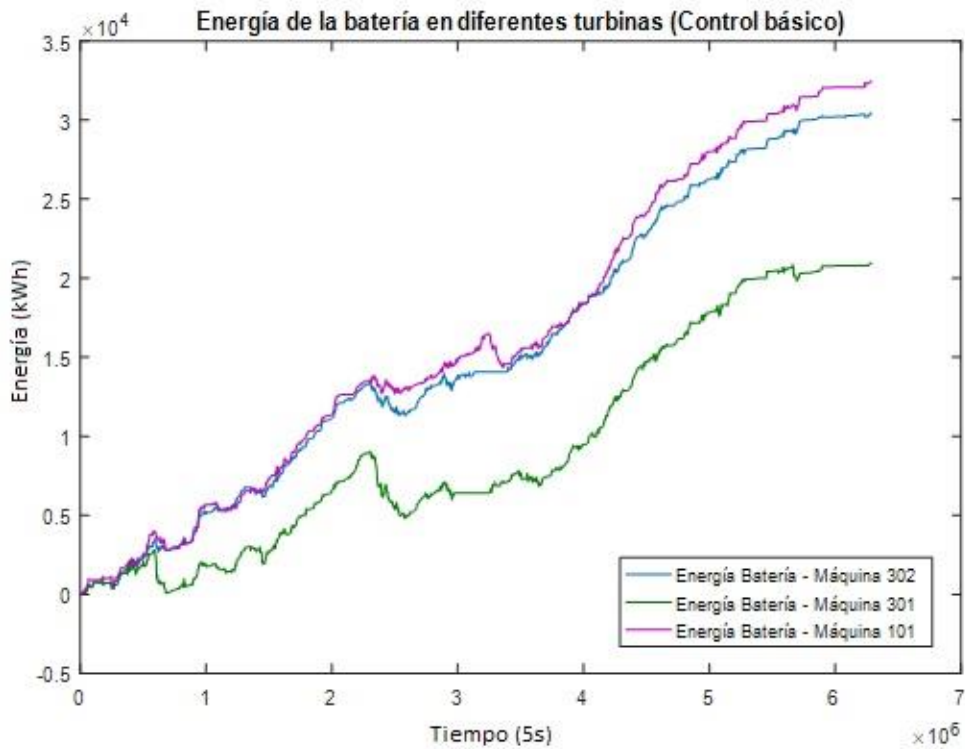


Figura 30. Evolución del almacenamiento en 3 de las turbinas a lo largo del 2015 mediante el control básico.

Como ya se ha comentado, la energía en la batería al final del ciclo no es la misma que al principio, por lo que va ser necesario establecer un control del SOC para poder funcionar año tras año sin afectar al sistema.

4.1.2 Análisis Estrategia 1: Control SOC

La Estrategia 1 (Control SOC) trata de mantener en todo momento la energía en la batería, en torno a ese estado de referencia del SOC, con el principal objetivo de que la energía al final del ciclo sea igual que al principio, y de esta forma poder funcionar año tras año. En la Figura 31, se ha simulado la Estrategia 1 con la máquina 101 con una K del proporcional de 6 y el SOC al 0%.

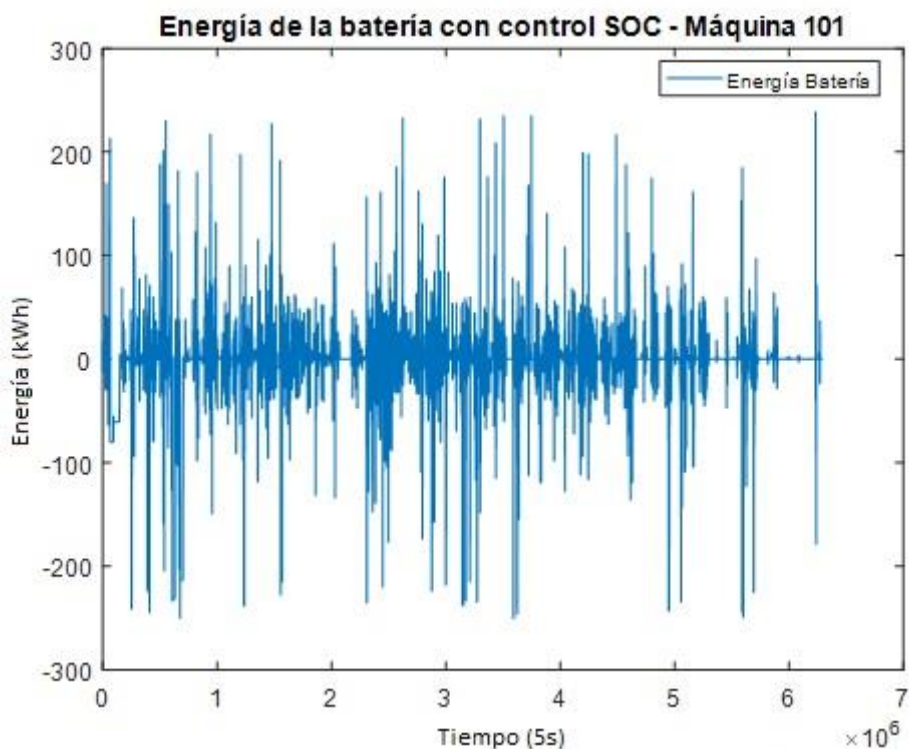


Figura 31. Evolución de la energía con control del SOC en la máquina 101 a lo largo de 2015.

Con la finalidad de determinar la capacidad necesaria de la batería para abastecer las fluctuaciones de potencia de un aerogenerador en todo el año, se va a analizar la peor fluctuación que se produce a lo largo de todo el año 2015. Como ya se ha comentado al principio, esta fluctuación es en condiciones nominales de operación, es decir sin tener en cuenta el estado de la máquina en el cual se ha producido la fluctuación.

Dicha fluctuación de energía en la batería se da en $t=3.591.165$ s, que corresponde al 27 de julio y se produce una descarga máxima de energía en la batería de 256,7 kWh.

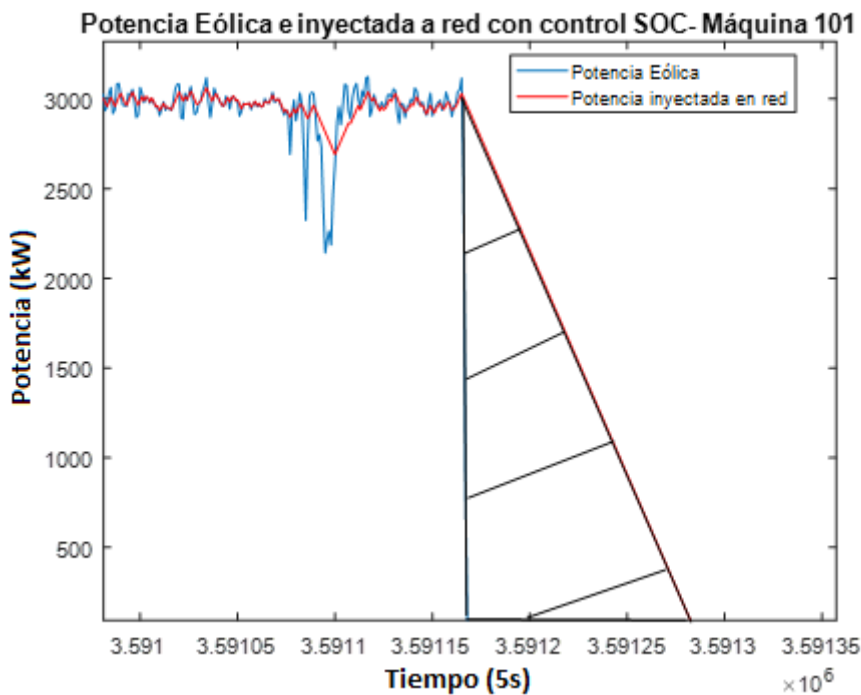


Figura 32. Fluctuación de potencia que se produce en el momento de la peor fluctuación de energía en la batería.

La capacidad de batería necesaria para hacer frente a la mayor fluctuación de potencia, la cual se representa en la Figura 32, corresponde con el área del triángulo rayado. Esta va ser la energía demandada de la batería para hacer frente al rampeado impuesto, en nuestro caso del 10 %/min. A pesar de que en este análisis el estado de la máquina se ha obviado, en esta fluctuación la turbina ha pasado del estado de “MARCHA” al de “COND.ATMOSFÉRICAS”.

El cálculo de la energía demandada a la batería para realizar el rampeado:

$$P = 3031 \text{ kW en } t = 3.591.165 \text{ s}$$

$$P = 0 \text{ kW en } t = 3.591.287 \text{ s}$$

$$\Delta t = \frac{((3.591.287 - 3.591.165) \cdot 5)}{3600} = 0.1694 \text{ h}$$

$$A = (3031 \text{ kW} \cdot 0.1694 \text{ h}) / 2 = 256,72 \text{ kWh}$$

En la figura 33, se ha representado la evolución de la energía en la batería en el instante en el que se produce la fluctuación anterior. Se comprueba que la energía calculada es muy similar a la descarga que se produce en la batería en ese instante.

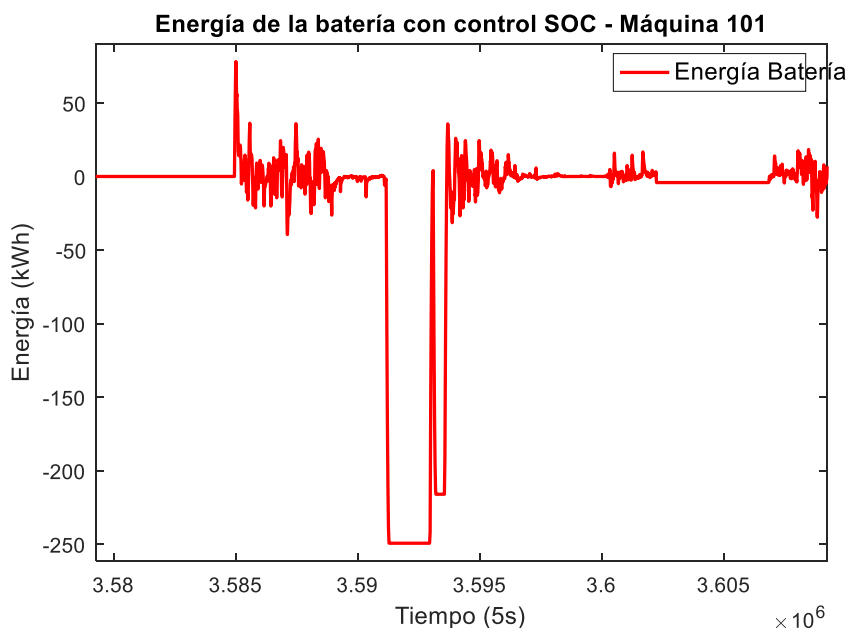


Figura 33. Descarga de energía en la batería durante la peor fluctuación el 27 de julio de 2015.

Una vez calculado la energía necesaria para abastecer a la peor fluctuación que se da a lo largo del año, se ha procedido a realizar el control del SOC al 50%, con una capacidad de energía el doble que la calculada anteriormente, de forma que es posible hacer frente tanto a una fluctuación positiva como negativa de esta profundidad. En la Figura 34, se representa la evolución de la energía en la batería mediante la simulación realizada con el control del SOC al 50% y con una capacidad de la batería de 513,4 kWh. Se comprueba como la energía en la batería no sobrepasa los límites establecidos por la capacidad de almacenamiento máxima o mínima.

- El mayor estado del SOC es del: 96.5127 %.
- El menor estado del SOC es del: 1.1702 %.

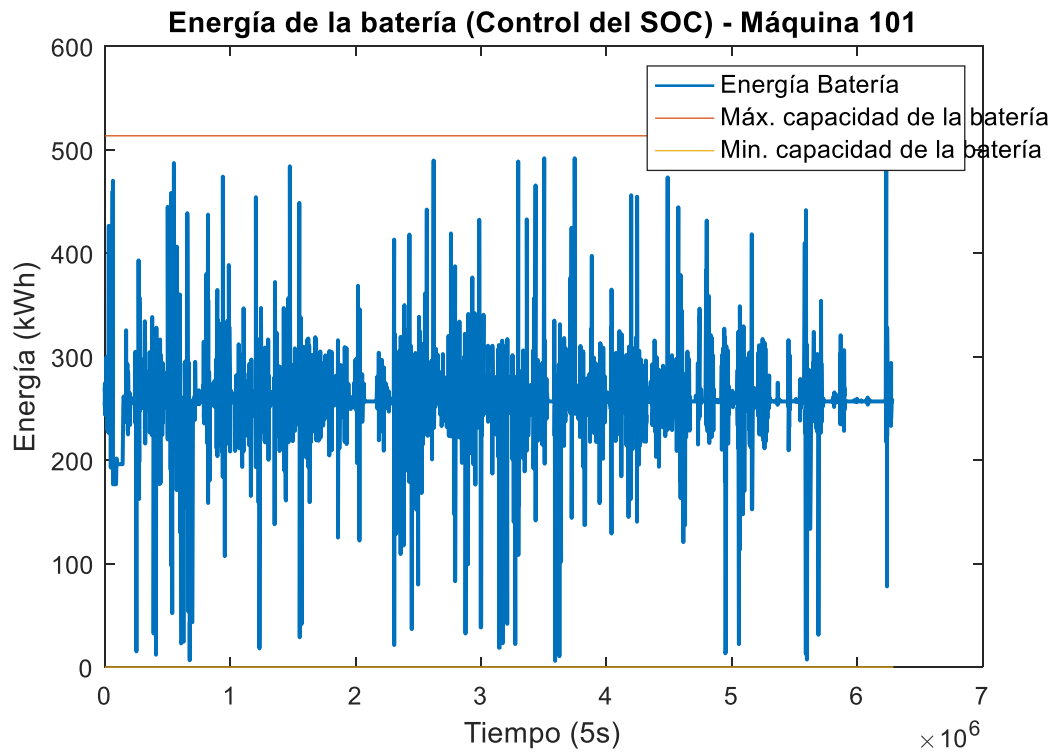


Figura 34. Evolución de la energía almacenada en la batería mediante el control del SOC al 50% en la máquina 101.

4.1.3 Análisis Estrategia 2: Todo o Nada

Como ya se ha explicado en el apartado 3, en la Estrategia 2 se ha introducido un término adicional $Var_SOC(t)$, que permite realizar la previsión del estado de carga de la batería en un futuro, de este modo es posible prever la capacidad de la batería que va ser necesaria para hacer frente a las máximas fluctuaciones tanto ascendentes como descendentes.

Mediante la previsión del estado de carga, va ser posible establecer una energía batería de referencia variable en función de:

- Velocidad del viento.
- Energía que hay en la batería en ese instante.
- Capacidad de almacenamiento necesario, para abastecer las peores fluctuaciones de potencia posibles, desde la potencia instantánea que está generando la máquina.

Gracias al seguimiento del estado de referencia de la batería, va ser posible optimizar la capacidad de almacenamiento, en este caso se ha establecido una capacidad de la batería la mitad que en la Estrategia 1 (Capacidad batería= 255 kWh) y una K del proporcional de 14 con el objetivo principal de conseguir una gran rapidez en la recarga de la batería.

En la Figura 35, se observa la evolución de la energía de la batería mediante la estrategia 2 y con los parámetros anteriores. Se comprueba la energía batería de referencia (morada) es variable en cada instante y se va ajustando de una manera muy precisa al SOC.

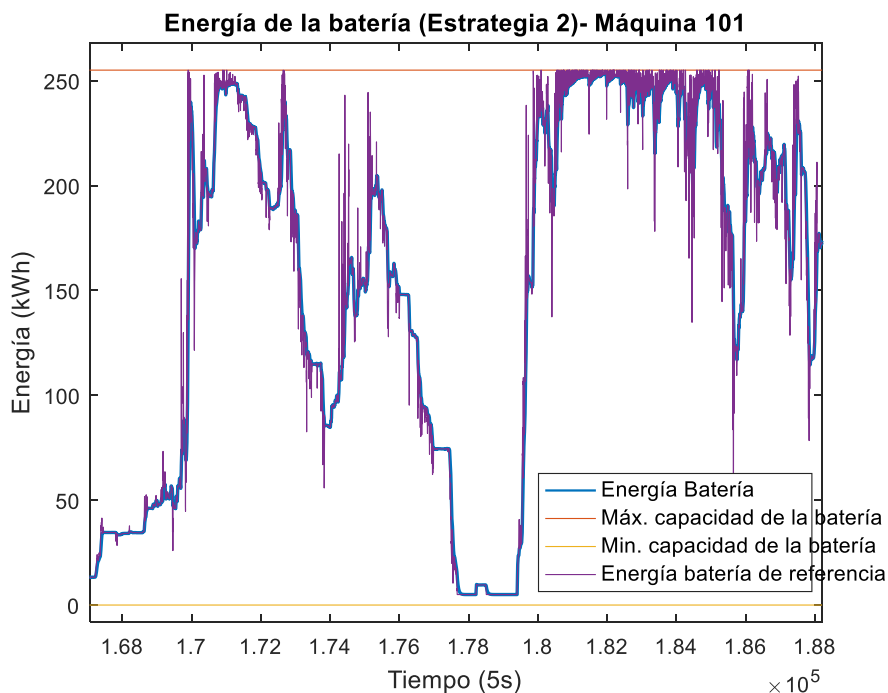


Figura 35. Evolución de la energía en la batería en un determinado momento mediante la estrategia 2 en la máquina 101.

En la Figura 36, se representa la evolución de la energía en la batería mediante la estrategia 2, no se aprecia con mucha precisión la evolución de la Energía en la Batería (azul), ya que la Energía de referencia (morada) está variando a lo largo del año del máximo al mínimo en la Batería y por ello es lo único que se distingue. Sin embargo, se comprueba que la máxima y la mínima capacidad de energía en la batería, no es sobrepasada por mucho.

- El mínimo estado del SOC (%): -0.66546 %.
- El máximo estado del SOC (%): 101.4313 %.

En la simulación los límites marcados por la batería son sobrepasados. Sin embargo, esto no es muy importante, ya que las estrategias llevadas a la práctica no se llevarían tanto al extremo como se ha realizado en la simulación, sino que se sobredimensionarían las baterías.

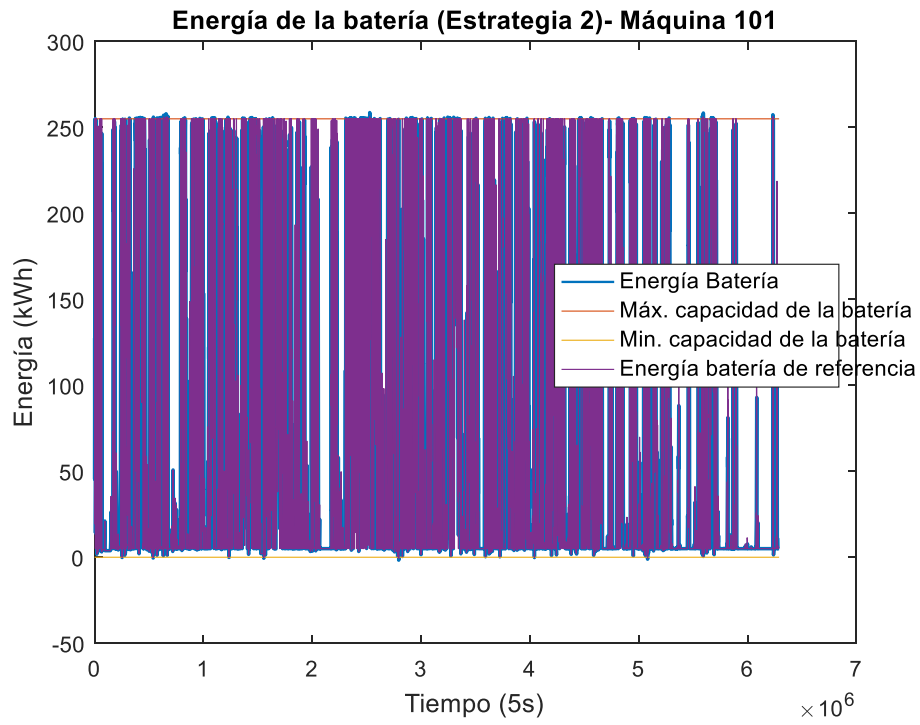


Figura 36. Evolución de la energía en la batería mediante la Estrategia 2 a lo largo del 2015 en la máquina 101.

4.2 AGRUPACIONES

En este apartado, se van a analizar las estrategias explicadas en el apartado 3 con diferentes agrupaciones de máquinas. En estos casos la potencia nominal empleada en diferentes parámetros de las estrategias se ha tomado como la suma individual de cada una, siendo la potencia nominal de todas las turbinas de 3000 kW.

Esto se va a realizar con el principal objetivo de analizar si mediante la centralización del sistema de almacenamiento, es posible optimizarlo, ya que mediante la combinación de máquinas podría ocurrir que, cuando la fluctuación en una máquina sea positiva en otra de la combinación se produzca una negativa y ambas se contrarresten.

4.2.1 Análisis Estrategia 0: Control Básico

En primer lugar, se ha simulado el control básico para diferentes combinaciones de máquinas, en concreto las combinaciones realizadas son:

- Máquina 101 y 102.
- Máquina 301 y 302.
- Máquina 101 ,201, 301 y 302.

En la Figura 37, se muestra la evolución de la energía con las diferentes agrupaciones de máquinas, cabe destacar que la tendencia del mismo modo que para una sola máquina sigue siendo a cargar la batería, es decir las fluctuaciones tienden más a subir que a bajar.

Se aprecia que a pesar de aumentar el nº de máquinas al control básico y por ello la potencia base, la energía almacenada en las diferentes combinaciones no difiere en proporción. Esto es debido a que el rampeado empleado en el control del 10 %/min está basado en su potencia nominal.

- Capacidad de almacenamiento (101, 201, 301 y 302): 54.741,40 kWh.
- Capacidad de almacenamiento (101 y 102): 49.494,70 kWh.
- Capacidad de almacenamiento (301 y 302): 45.489,58 kWh.

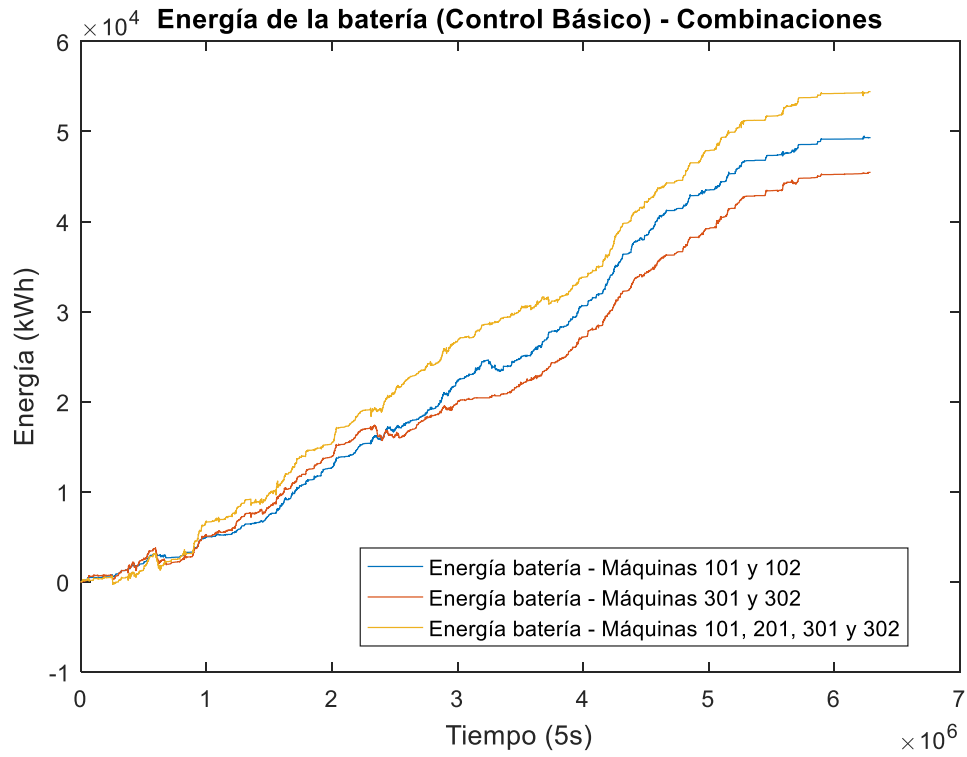


Figura 37. Evolución de la energía de la batería en la aplicación del control básico en las siguientes combinaciones.

4.2.2 Análisis Estrategia 1: Control SOC

En segundo lugar, se va analizar si es posible disminuir la capacidad de almacenamiento con las diferentes combinaciones realizadas, para ello se va simular la estrategia 1 con el control del SOC al 0% y con una K del proporcional de 10. Una vez simulado, se determinará la energía que demanda la peor fluctuación en cada combinación individual y a que ha sido debida, porque como ya se ha comentado, el objetivo principal de las combinaciones es intentar optimizar la capacidad de almacenamiento.

❖ **Máquina 101 y 102**

En la Figura 38, se representa la evolución de la energía a lo largo del año en la batería mediante el control del SOC al 0 %. Mediante el análisis de la energía a lo largo del año, se ha analizado la peor fluctuación que se produce y se ha representado la potencia que desarrolla esa fluctuación en la Figura 39.

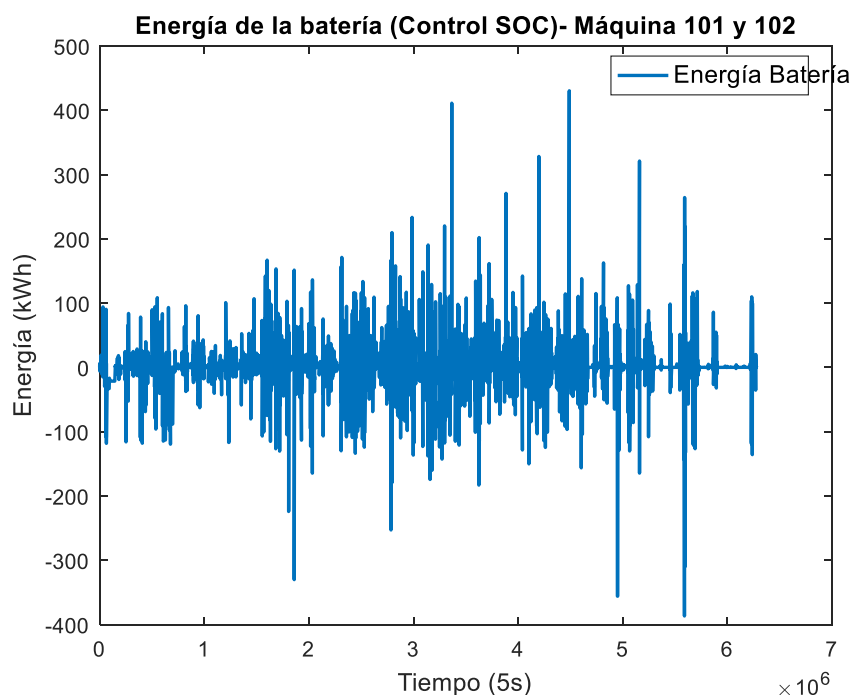


Figura 38. Evolución de la energía en la batería mediante el control del SOC al 0% con la combinación de las máquinas 101 y 102.

Se comprueba que esta es debida al arranque de ambas turbinas hasta plena potencia en un corto período de tiempo, además se observa que la potencia inyectada a red está limitada en un 20% por encima de la nominal, que en la combinación de dos turbinas es de 7200 kW.

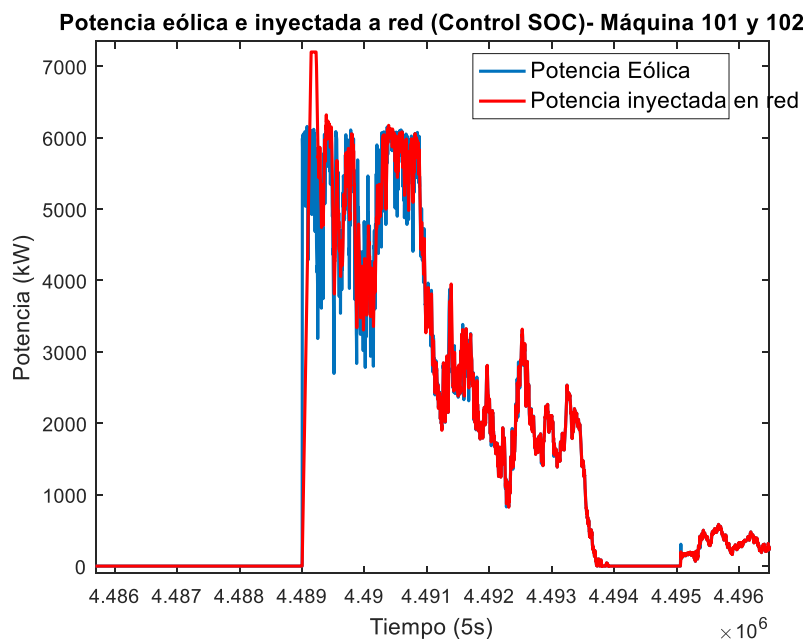


Figura 39. Potencia generada en la turbina e inyectada a red en el instante en el que se produce la máxima fluctuación de energía.

❖ **Máquina 301 y 302**

En la Figura 40, se ha representado la Energía de la Batería mediante la combinación de las potencias generadas por las máquinas 301 y 302. Mediante su análisis se ha buscado la fluctuación más negativa, la cual se genera por el apagado de ambas máquinas como se observa en la Figura 41.

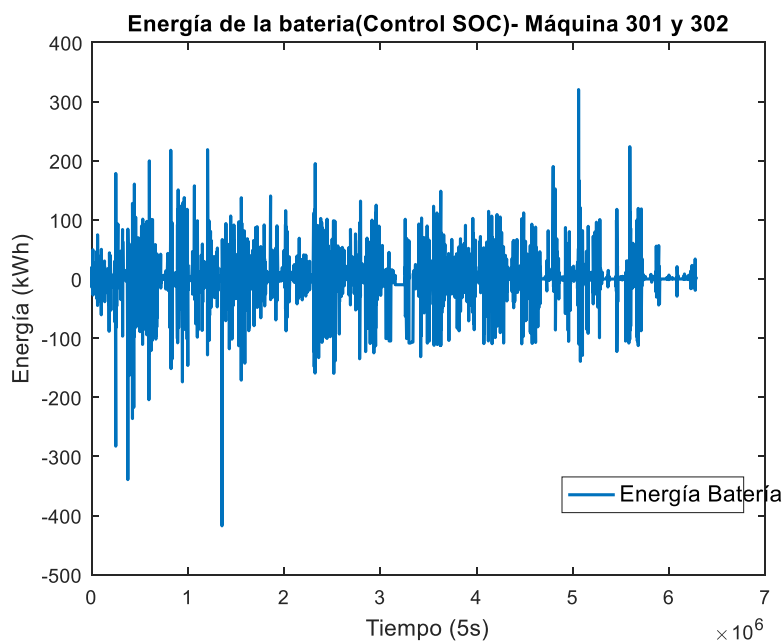


Figura 40. Evolución de la energía en la batería mediante el control del SOC al 0% de las máquinas 301 y 302.

La energía demanda de la batería en esta fluctuación es de 417,42 kWh.

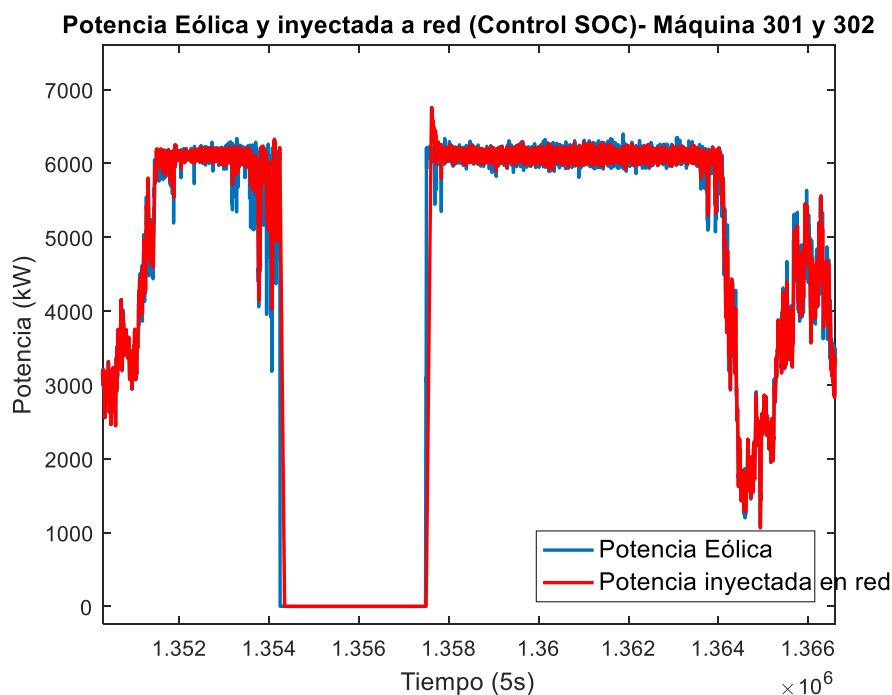


Figura 41. Potencia generada en la turbina e inyectada a red en el momento de la peor fluctuación.

En la Figura 42, se ha simulado la estrategia del control del SOC al 0 % en la máquina 101 y se ha superpuesto a la energía desarrollada en la batería por la combinación de las máquinas 301 y 302. Cabe destacar que, por lo general, las fluctuaciones que se producen en la máquina 101, tienen una mayor profundidad de carga y descarga que con la combinación de las dos máquinas. Sin embargo, las mayores fluctuaciones que se producen se dan con la combinación de ambas máquinas.

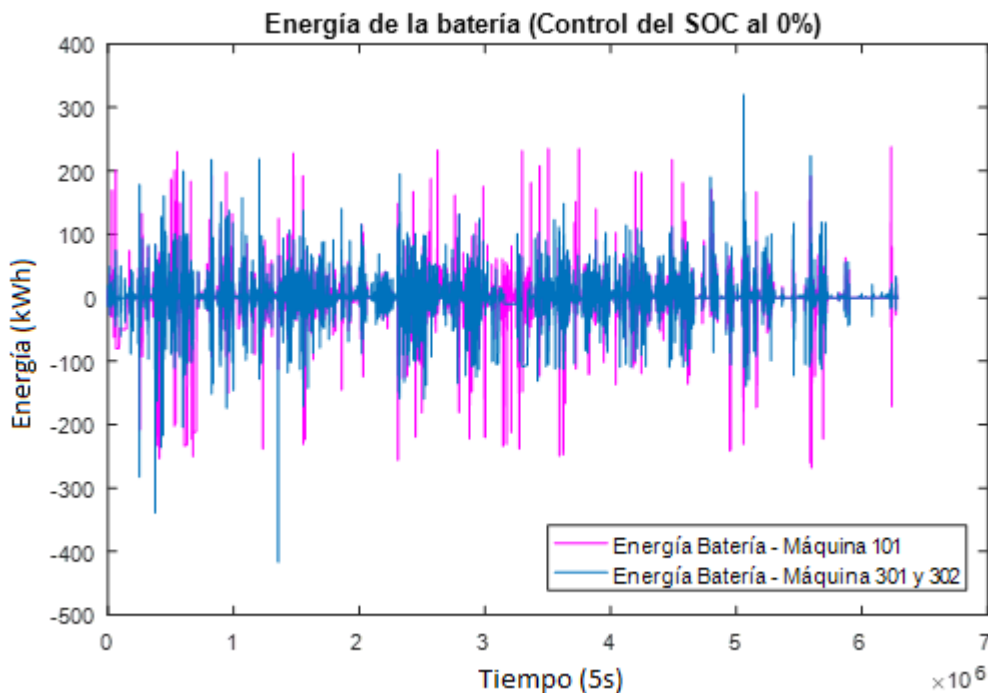


Figura 42. Evolución de la energía en la batería mediante la estrategia del control del SOC al 0%.

❖ Máquinas 101, 201, 301 y 302

Una vez simulada y analizada la estrategia mediante la combinación de las 4 máquinas, se comprueba que la peor fluctuación que se produce a lo largo del año, representada en la Figura 43, esta es debida a la conexión de las 4 máquinas simultáneamente.

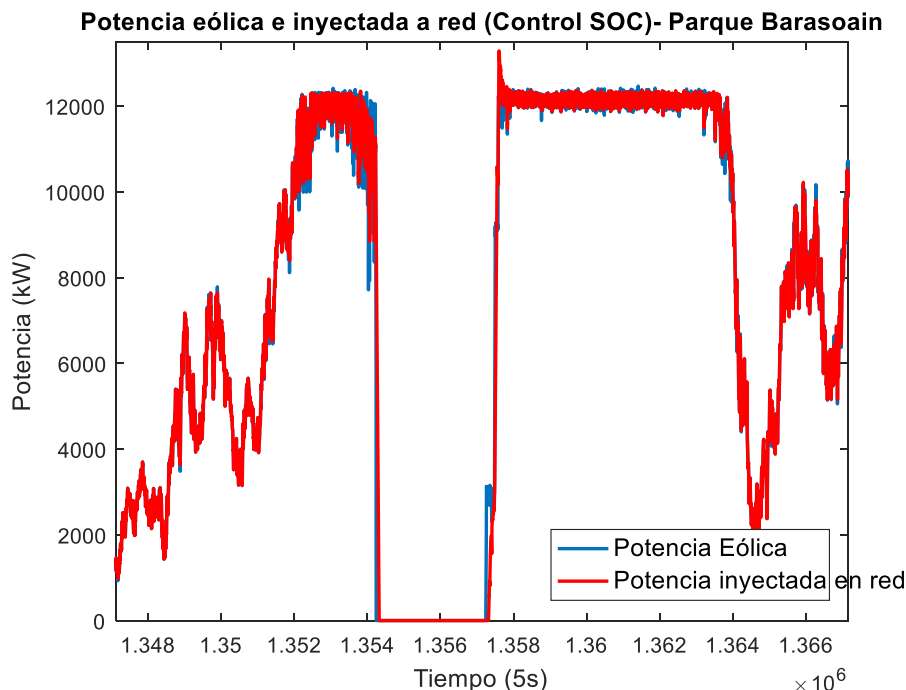


Figura 43. Potencia generada e inyectada en red en el momento que se produce la peor fluctuación.

En la Figura 44, se ha superpuesto la evolución de la energía en la batería mediante el control del SOC al 0 % tanto de la combinación de las máquinas 301 y 302, y la combinación de 101, 201, 301 y 302, comprobándose que mediante la combinación de las 4 máquinas el nº de veces que se producen las fluctuaciones más profundas es más elevado.

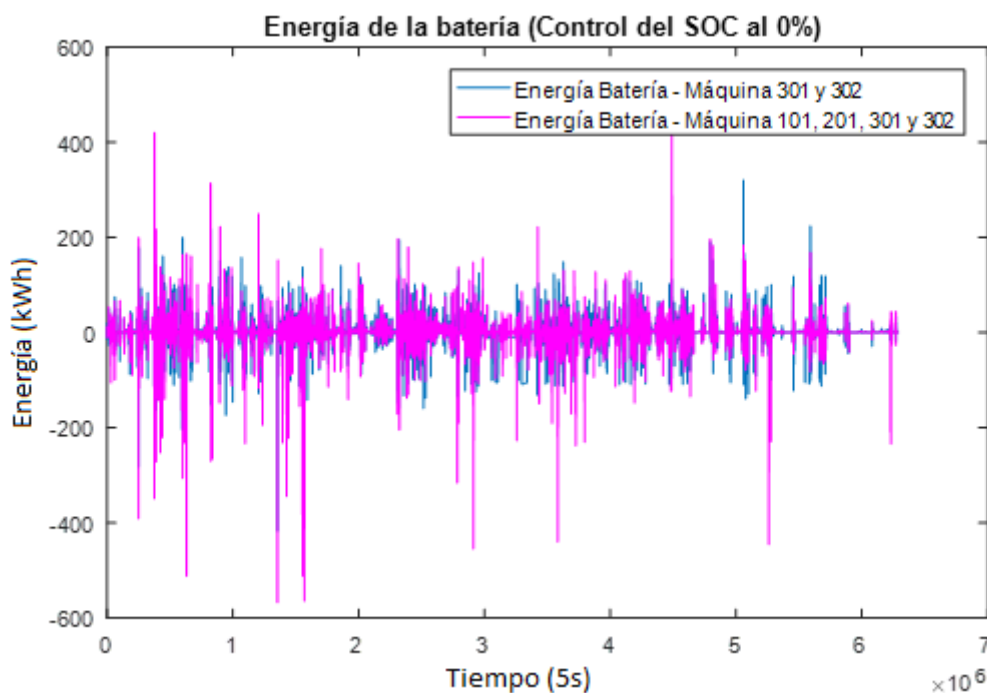


Figura 44. Evolución de la energía en la batería en el control del SOC al 0% con las combinaciones.

4.2.3 Análisis Estrategia 2: Todo o Nada

En el apartado anterior 4.2.2, se ha analizado la Estrategia 1 (Control del SOC) con las diferentes combinaciones de máquinas, observándose que a lo largo del año las fluctuaciones más penetrantes se originan en los instantes que se produce la conexión o desconexión de todas las turbinas a la vez. Esto demuestra de antemano, que la posible optimización de la capacidad de la batería que se había pensado posible, mediante la centralización del sistema de almacenamiento, no va ser posible. A causa de que las fluctuaciones de potencia de las diferentes turbinas no se van a contrarrestar entre sí.

En este apartado, partiendo de la potencia nominal que se ha tomado para las máquinas, se va analizar el comportamiento de la estrategia 2, tomando como referencia de capacidad de almacenamiento para hacer frente a dichas potencia bases de cada turbina y con una K del proporcional de 20.

❖ Máquina 101 y 102

Para realizar la simulación de la estrategia 2 mediante la combinación de las máquinas 101 y 102, se ha considerado una capacidad de la batería de 510 kWh, ya que ambas máquinas son de 3000 kW.

Cabe remarcar que los tres primeros meses la máquina 102, no posee datos de la potencia que se ha generado, y por ello se le ha excluido de la combinación final para analizar las estrategias.

- El mínimo estado del SOC (%) -0.52998 %.
- El máximo estado del SOC (%) 101.847 %.

Una vez simulado, se observa que la Estrategia 2 se realiza muy bien, a pesar de que los límites quedan sobrepasados una pequeña proporción, en casos excepcionales, como se ve comprueba en la Figura 45.

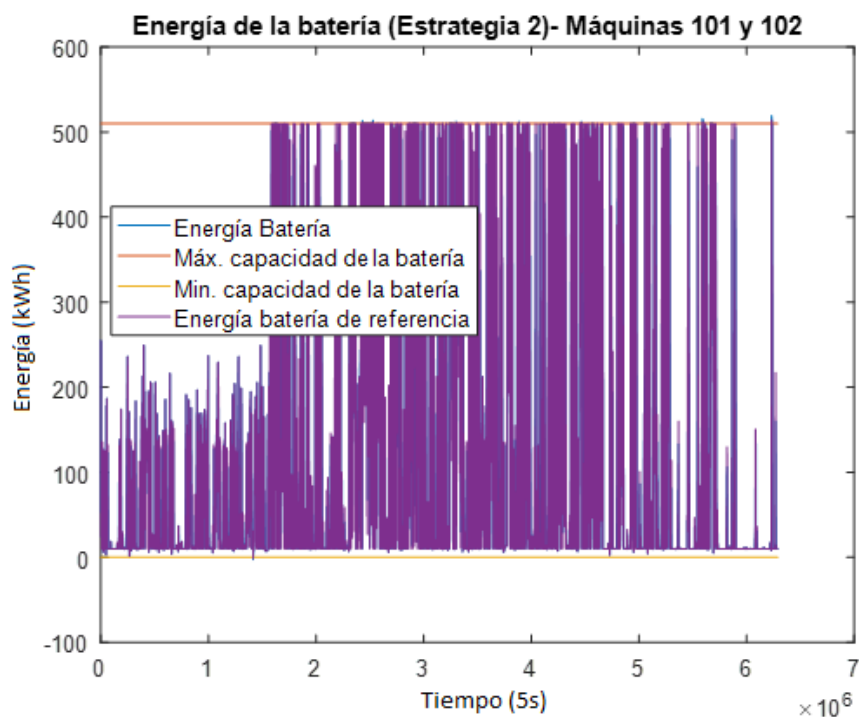


Figura 45. Evolución de la energía batería mediante la estrategia 2 con la combinación de las máquinas 101 y 102.

❖ Máquina 301 y 302

En este caso para realizar la simulación, se ha escogido una capacidad de la batería igual que la anterior de 510 kWh, que corresponde con la capacidad necesaria para hacer frente mediante el rampeado del 10 %/min desde plena potencia hasta

potencia nula. Una vez simulado, los máximos y mínimos estados del SOC que se producen son:

- El mínimo estado del SOC (%): 0,13528 %.
- El máximo estado del SOC (%): 105,107 %.

Mediante esta combinación de máquinas, el límite superior es superado un poco, pero esto es debido a que las máquinas 102, 301 y 302 a pesar de tener una potencia nominal de 3000 kW, generan una potencia un poco superior y por ello se produce este pequeño error.

❖ Máquina 101, 201, 301 y 302

En la combinación de las 4 máquinas del parque, se ha tomado como capacidad de batería 1020 kWh y se ha realizado igual que anteriormente, con una K del proporcional de 20, una vez simulado:

- El mínimo estado del SOC (%): 0.7461 %.
- El máximo estado del SOC (%): 99.0321 %.

Se demuestra el buen comportamiento de la Estrategia 2 mediante la combinación de las 4 máquinas en la Figura 32, ya que no sobrepasa los límites máximos de profundidad de carga y descarga de la batería.

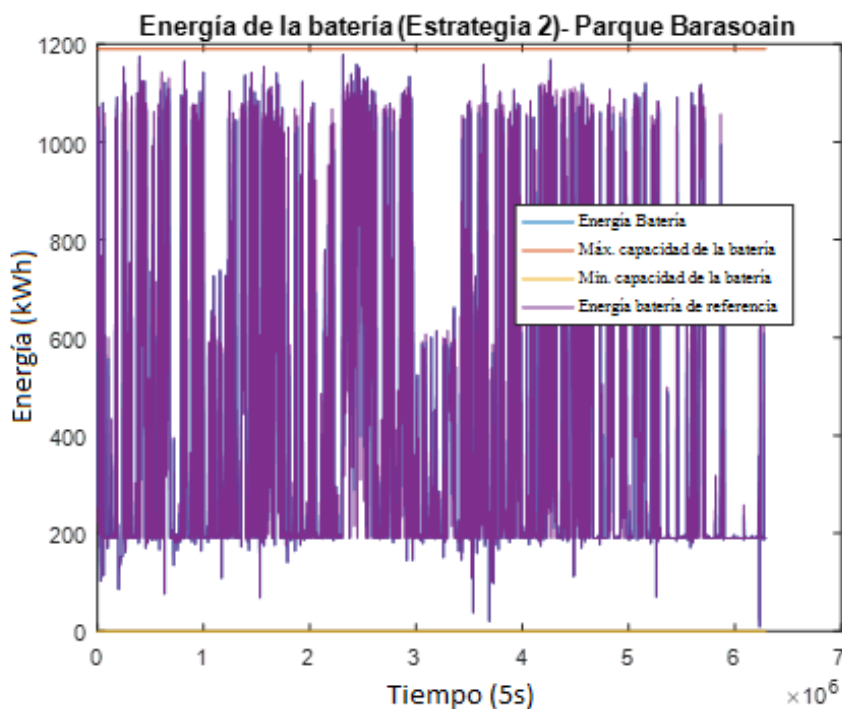


Figura 46. Evolución de la energía batería mediante la estrategia 2 con la combinación de las máquinas 101, 201, 301 y 302.

5. ANÁLISIS DE LAS ESTRATEGIAS EN ESTADO DE “MARCHA”

En el apartado anterior 4, se ha analizado el comportamiento de las diferentes estrategias propuestas, para las diferentes máquinas individuales y agrupaciones en condiciones nominales.

En este apartado, con el principal objetivo de analizar el comportamiento de las estrategias en las diferentes máquinas únicamente cuando estas se han encontrado en el estado de “MARCHA”, se ha realizado un filtrado de los estados, suprimiendo todos aquellos que son diferentes al estado de “MARCHA”.

Una vez suprimidos, se ha realizado una interpolación lineal de las potencias que ha generado la turbina en los momentos que la turbina no se ha encontrado en el estado de “MARCHA”. De esta manera, se ha obtenido una matriz de potencias muy similar al que se desarrollaría la turbina, si se encontrará en todo momento en marcha sin producirse variaciones bruscas, y de esta forma las fluctuaciones de potencia generadas sean similares a las que realmente generaría el viento.

El procedimiento llevado a cabo para este análisis es:

En primer lugar, se han analizado las peores fluctuaciones que se producen en cada máquina en el estado de “MARCHA”, una vez analizadas y dimensionadas dichas fluctuaciones. Se han comparado las fluctuaciones que se producen en “CONDICIONES NOMINALES DE OPERACIÓN”, es decir las del apartado anterior, con las que se produce en “MARCHA”.

Finalmente se procederá, al análisis de fluctuaciones de potencia de las turbinas en marcha, para calcular la TAU en función del nº de agrupaciones, con el principal objetivo de determinar la posibilidad de una posible disminución de la capacidad de la batería necesaria en función del nº de aerogeneradores agrupados.

5.1 INDIVIDUAL

5.1.1 Análisis de la peor fluctuación

En el análisis individual, se va simular la Estrategia 1 del Control del SOC al 0% para cada máquina individual, a continuación se buscará la fluctuación más negativa que se da en la batería y se calculará la capacidad necesaria para hacer frente a dicha fluctuación. El cálculo de la energía necesaria para hacer frente a la peor fluctuación

se ha realizado de la misma forma que anteriormente, mediante el área del perfil de potencia generada por la turbina e inyectada a red a través del rampeado.

La Figura 47 muestra la peor fluctuación de potencia que se produce a lo largo del año 2015 en la Máquina 301. A diferencia del apartado anterior, se comprueba que las mayores fluctuaciones en las diferentes máquinas, ya no se provocadas por apagados de la turbina, sino que estas se producen generalmente por aumentos de generación, es decir la máquina aumenta la generación con el aumento de la velocidad del viento y con el aumento de captación de energía.

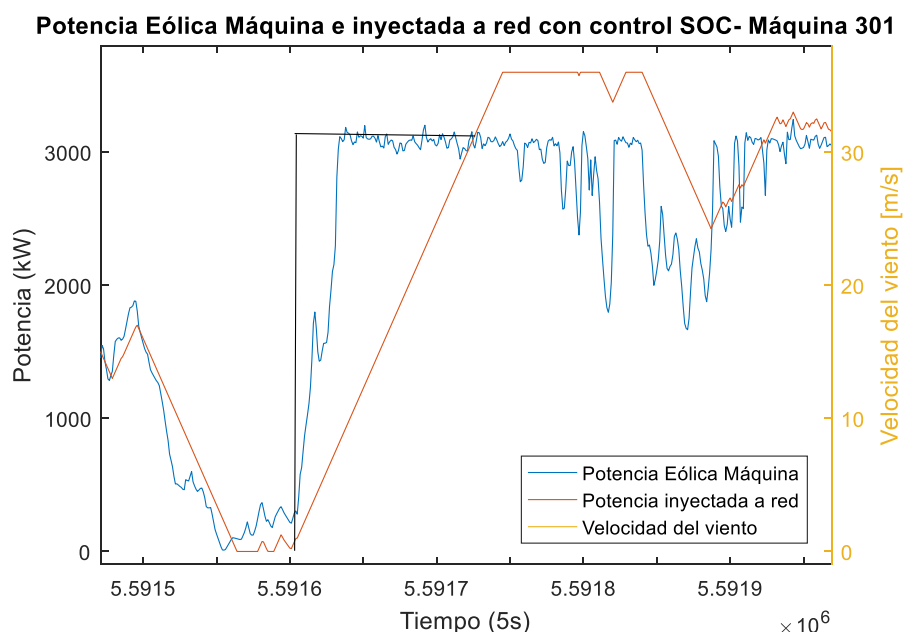


Figura 47. Máxima fluctuación de potencia que se produce en la Máquina 301 a lo largo del 2015.

La capacidad de almacenamiento que necesita disponer la batería para almacenar esa fluctuación se calcula mediante un triángulo, pero debido a que esta no ocupa el área completa, se va aproximar por una 90% el área del triángulo.

De manera que, la potencia pasa de:

$$P = 300 \text{ kW en } t = 5591613 \text{ s}$$

$$P = 3125 \text{ kW en } t = 5591726 \text{ s}$$

El cálculo de la capacidad necesaria:

$$\Delta t = \frac{((5591726 - 5591613) \cdot 5)}{3600} = 0,157 \text{ h}$$

$$A = 0,9 \cdot ((3125 - 300) \text{ kW} \cdot 0,157 \text{ h}) / 2 = 221,68 \text{ kWh}$$

Una vez calculada la capacidad necesaria para hacer frente a la peor fluctuación, se simula la Estrategia 2 (Todo o Nada), con una capacidad de batería de esta dimensión para comprobar el correcto funcionamiento de la estrategia.

En la Figura 48, se representa la evolución de la energía en un determinado momento a lo largo de 2015, se observa como la energía de referencia está variando según la potencia que se genera en la turbina y la energía que dispone la batería. Además, los máximos y mínimos estados del SOC a lo largo de todo el 2015, los cumple bastante bien, a pesar de tener un pequeño error.

- El mínimo estado del SOC (%): -0.26823 %.
- El máximo estado del SOC (%): 102.5023 %.

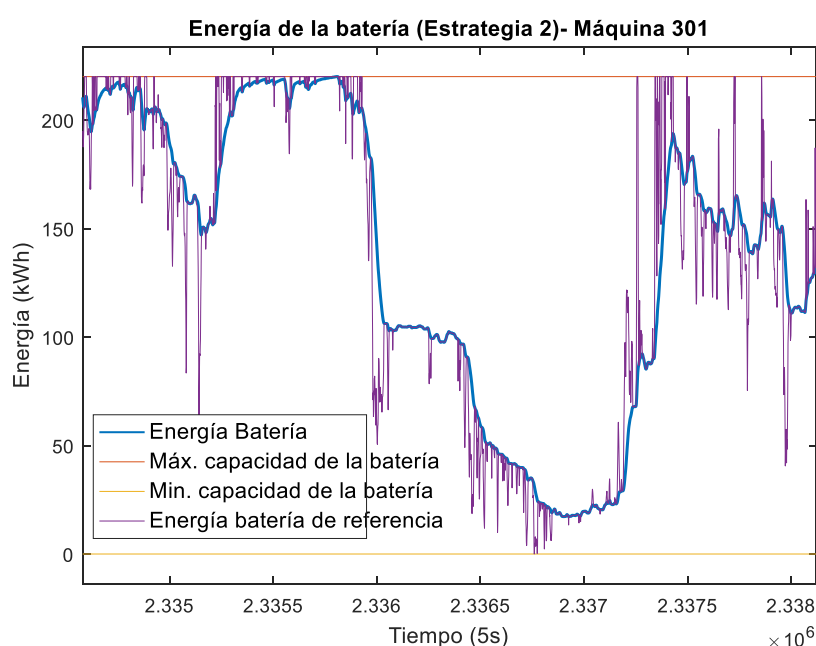


Figura 48. Evolución de la energía de la batería mediante la Estrategia 2 con la Máquina 301.

El procedimiento anterior explicado, se ha realizado con todas las máquinas individualmente, incluyendo la simulación de la estrategia 2. A continuación se reflejan en la Tabla 2, los resultados de la capacidad necesaria de almacenamiento para hacer frente a la peor fluctuación a lo largo del año en cada máquina y además el mínimo y máximo estado del SOC de la Estrategia 2 simulada. Respecto las simulaciones para analizar la peor fluctuación, se han realizado con la Estrategia 1: Control del SOC al 0% con una K del proporcional de 10 y, en cuanto las simulaciones de la Estrategia 2 (Todo o Nada) se han realizado con una K del proporcional de 14, para aportar una mayor rapidez a la recarga de la batería y con la capacidad de almacenamiento de la peor fluctuación encontrada.

Máquina 101		
	“EN MARCHA”	
Fluctuación más negativa	Cap. Almacenamiento (kWh)	187,77
Estrategia 2: Todo o Nada	Mínimo SOC (%)	-0,26
	Máximo SOC (%)	102,57
Máquina 102		
	“EN MARCHA”	
Fluctuación más negativa	Cap. Almacenamiento (kWh)	182,85
Estrategia 2: Todo o Nada	Mínimo SOC (%)	-0,39
	Máximo SOC (%)	102
Máquina 201		
	“EN MARCHA”	
Fluctuación más negativa	Cap. Almacenamiento (kWh)	196,00
Estrategia 2: Todo o Nada	Mínimo SOC (%)	-0,43
	Máximo SOC (%)	110,00
Máquina 301		
	“EN MARCHA”	
Fluctuación más negativa	Cap. Almacenamiento (kWh)	221,6800
Estrategia 2: Todo o Nada	Mínimo SOC (%)	-0,2700
	Máximo SOC (%)	102,5000
MÁQUINA 302		
	“EN MARCHA”	
Fluctuación más negativa	Cap. Almacenamiento (kWh)	180,62
Estrategia 2: Todo o Nada	Mínimo SOC (%)	-0,42
	Máximo SOC (%)	103,02

Tabla 2. Resultados del análisis individual de cada máquina.

5.1.2 Comparación “CONDICIONES NOMINALES DE OPERACIÓN” vs “MARCHA”

En este apartado se va a comparar las fluctuaciones generadas por el aerogenerador en condiciones nominales de operación, es decir sin tener en cuenta el estado en el que se ha encontrado la máquina, y en marcha.

En la Figura 49, se ha representado la evolución de la energía en la batería mediante el control del SOC al 0% para ambos estados en la Máquina 302. Se comprueba a simple vista, que la diferencia de profundidad de las fluctuaciones que se generan en condiciones nominales de operación es muy superior, a las que se generan en marcha, que sería una aproximación a las que se generarían por la variación de la velocidad del viento.

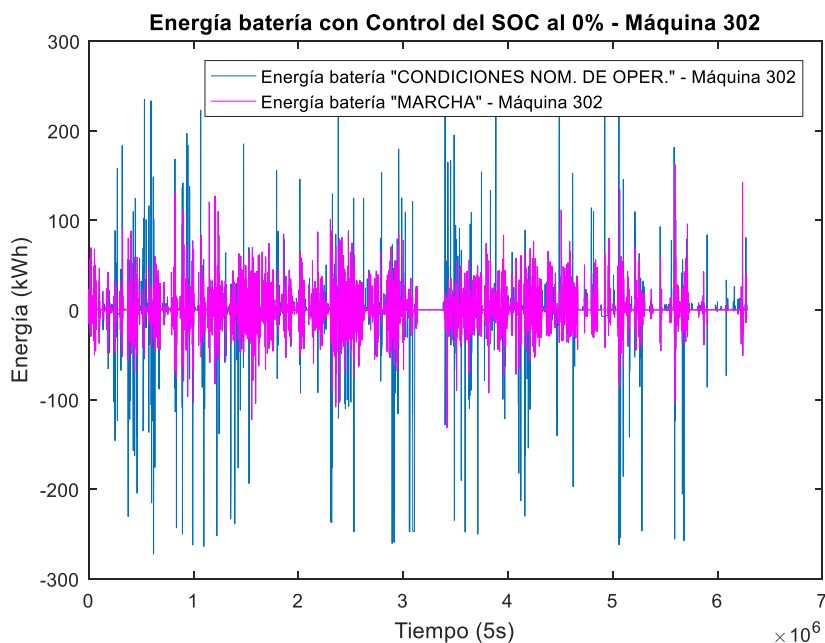


Figura 49. Comparación de la evolución de la energía de la batería mediante el control del SOC.

Ya se comprobó en el apartado 4, que las peores fluctuaciones en condiciones nominales de operación eran debidas a la desconexión desde plena potencia hasta potencia nula, y por lo tanto la capacidad necesaria de almacenamiento va ser el área del triángulo generado mediante el rampeado. Por ello, la capacidad de batería que debe tener disponible para hacer frente a un apagado de la turbina desde plena potencia ($P = 3000 \text{ kW}$) y mediante un rampeado ($r = 10 \text{ \%/min}$) es de 250 kWh.

Sin embargo, se observó que a pesar de tener los aerogeneradores una potencia nominal de 3000 kW algunos de ellos llegaban a generar incluso 3100 ~ 3300kW, por lo que las peores fluctuaciones que se producen en ellos pueden ser algo superior a la anterior calculada y por lo tanto, no se cumplen perfectamente la Estrategia 2.

Por otro lado, en el apartado anterior se analizó que para hacer frente a la peor fluctuación debido a la variación de la velocidad del viento, es decir la perteneciente al estado de "MARCHA", se necesitaba una batería que está en torno 200 ~ 220 kWh.

5.2 CÁLCULO DE LA TAU EN FUNCIÓN DEL Nº DE AEROGENERADORES

En el artículo [8], se demuestra que es posible modelizar la capacidad de energía necesaria para hacer frente a la peor fluctuación en una planta fotovoltaica según la longitud del lado más corto de la central y de la potencia de la planta.

En la Figura 50, se observa la peor fluctuación que es posible que se de en una planta fotovoltaica, la cual es que la irradiancia pase desde el 100% que pertenece al día claro, hasta el 10%, que corresponde a la difusa. (Línea amarilla).

La línea azul representa la evolución de la potencia fotovoltaica que se genera en función de la variación de irradiancia que se produce. La diferencia entre la potencia que se inyecta (línea roja) y la que se genera, es la que se va demandar de la batería en el caso de la peor fluctuación.

En este artículo [8], se correlaciona la capacidad de almacenamiento necesaria para hacer frente al modelo de la peor fluctuación según la tau (τ), la cual esta empíricamente relacionada con la longitud más corta de la central fotovoltaica. En la Figura 51, se representa la correlación que se realizó.

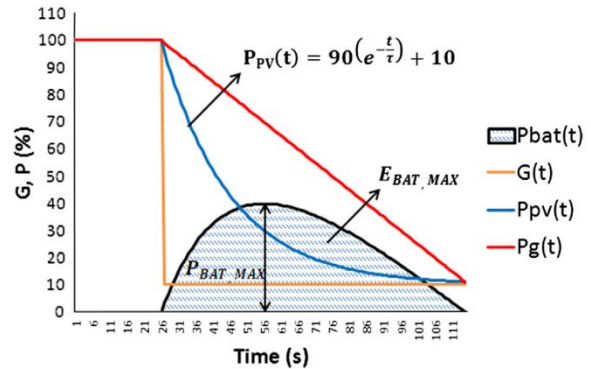


Figura 50. Modelo de la peor fluctuación [8]

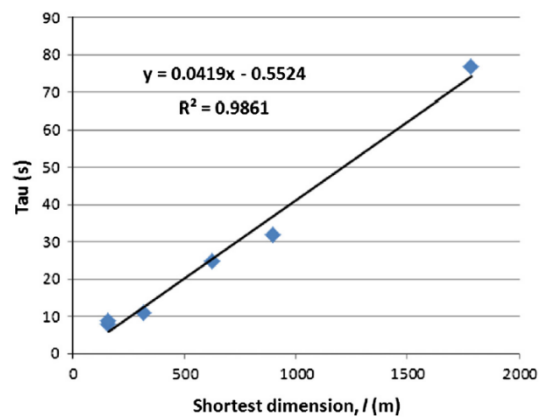


Figura 51. Relación de la contante de tiempo (τ) frente la extensión de perímetro más corta [8].

En este apartado, se va realizar el análisis de diferentes fluctuaciones y el cálculo de la constante de tiempo (τ) con todas las posibles agrupaciones de máquinas, con el principal objetivo de intentar obtener una relación de la constante de tiempo en función del nº de aerogeneradores que forman la agrupación, del mismo modo que se ha realizado en [8].

En primer lugar, se ha determinado la fluctuación a estudio mediante el análisis de la evolución de la energía en la batería con el control del SOC al 0% del conjunto de las 5 máquinas que forman el parque. En la Figura 52, se ha remarcado las fluctuaciones a estudio, las cuales corresponden con una de las mayores fluctuaciones de energía que se producen a lo largo del año. Además, se ha analizado una fluctuación positiva y otra negativa, para obtener un mayor contraste de datos. Cabe remarcar que cuando se comenzó el análisis se observó la dificultad de encontrar una fluctuación de potencia en la que las 5 máquinas tuvieran los datos correctos, ya sea porque en algunas máquinas hay ciertos periodos en los que no hay datos de potencias almacenados o por la falta del aerogenerador, es decir en la que el aerogenerador no se ha encontrado en “MARCHA”.

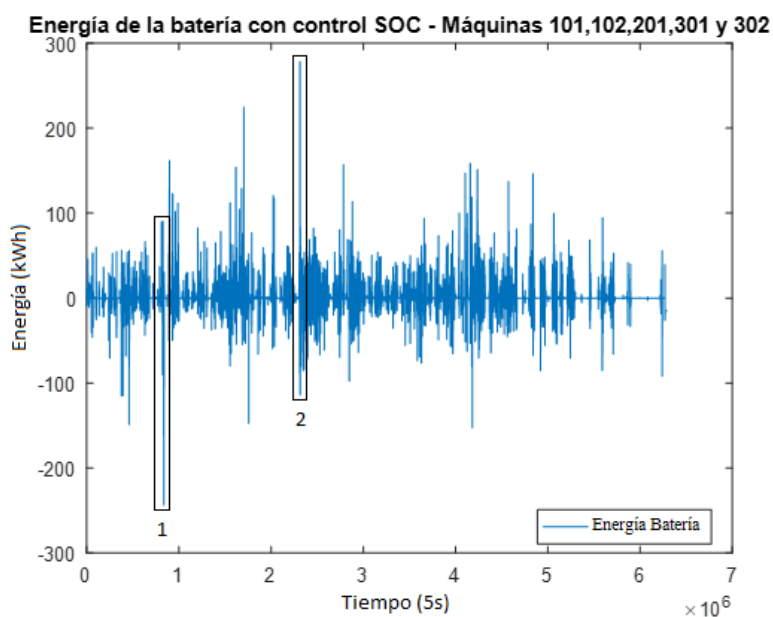


Figura 52. Detalle de las fluctuaciones estudiadas en la energía batería con control SOC 0% - Parque Barásoain.

En primer lugar, se ha calculado la constante de tiempo para la fluctuación de potencia negativa con todas las combinaciones de máquinas posibles, excepto con la máquina 102 ya que esta no posee datos de potencia los tres primeros meses. En la Figura 53, se puede observar la primera fluctuación de potencia negativa de la que se analizó la constante de tiempo.

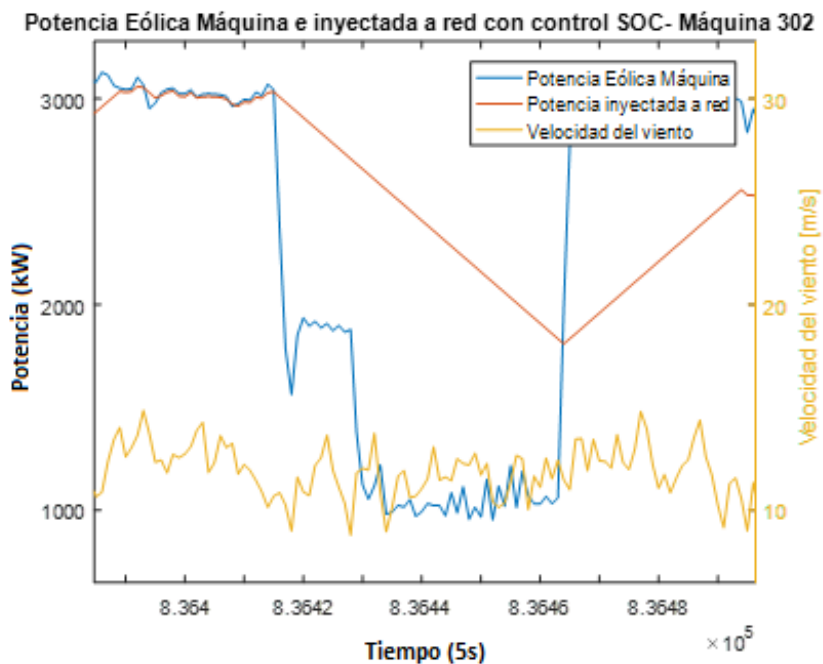


Figura 53. Detalle de la primera fluctuación de potencia negativa analizada de la Máquina 302.

El cálculo de la constante de tiempo se ha realizado tomando el mismo instante de tiempo para todas las máquinas y según la potencia que se está generando en ese instante, la constante de tiempo (τ) corresponde con el tiempo que tarda la potencia generada en aumentar o disminuir en un 63% la potencia nominal.

- **Ejemplo del cálculo de la contante de tiempo (τ) de la máquina 302:**

En el instante tomado $t=8364290$ s la potencia que está generando el aerogenerador es de 3015 kW.

$$3015 - (3000 * 0,63) = 1125 \text{ kW}$$

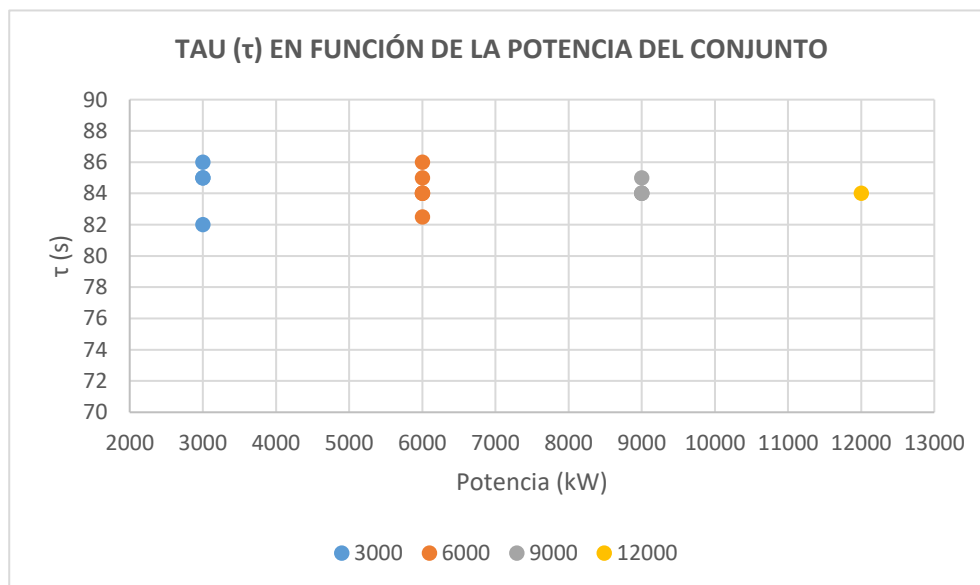
El tiempo que ha tardado la potencia en disminuir hasta los 1125 kW corresponde con la τ y esta es de 85 s.

En la Tabla 3, se reflejan los resultados de los cálculos de las constantes de tiempo correspondientes a la fluctuación negativa, mostrada en la Figura 53, para todas las combinaciones posibles.

A continuación, se han representado los resultados en la Gráfica 1.

COMBINACIONES – FLUCTUACIÓN NEGATIVA							
1 TURBINA		2 TURBINAS		3 TURBINAS		4 TURBINAS	
Nº	τ (s)	Nº	τ (s)	Nº	τ (s)	Nº	τ (s)
101	85	101 201	85	101 201 301	84	101 201 301 302	84
201	82	101 301	82,5	101 301 302	84		
301	82	101 302	84	201 301 302	84		
302	85	301 302	84	101 201 302	85		
		201 301	84				
		201 302	86				

Tabla 3. Resultados de las constantes de tiempo obtenidas con todas las combinaciones posibles de la primera fluctuación negativa.



Gráfica 1. Constante de tiempo (τ) en función del nº de aerogeneradores empleados en las combinaciones de la fluctuación negativa.

En segundo lugar, se ha realizado el mismo procedimiento anterior para el cálculo de la constante de tiempo con la segunda fluctuación ascendente, recuadrada en la Figura 52. En esta ocasión, el cálculo de la τ se ha realizado para todas las combinaciones posibles, excepto con la máquina 201, ya que la potencia que esta genera en este instante está perturbada. En la Figura 54, se muestra la segunda fluctuación a estudio de la máquina 201.

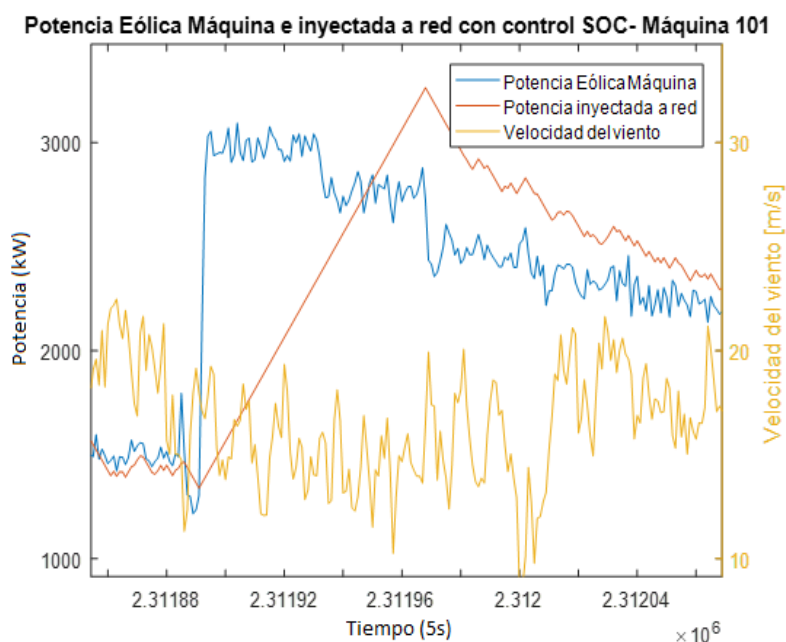


Figura 54. Detalle de la segunda fluctuación de potencia ascendente analizada de la Máquina 101.

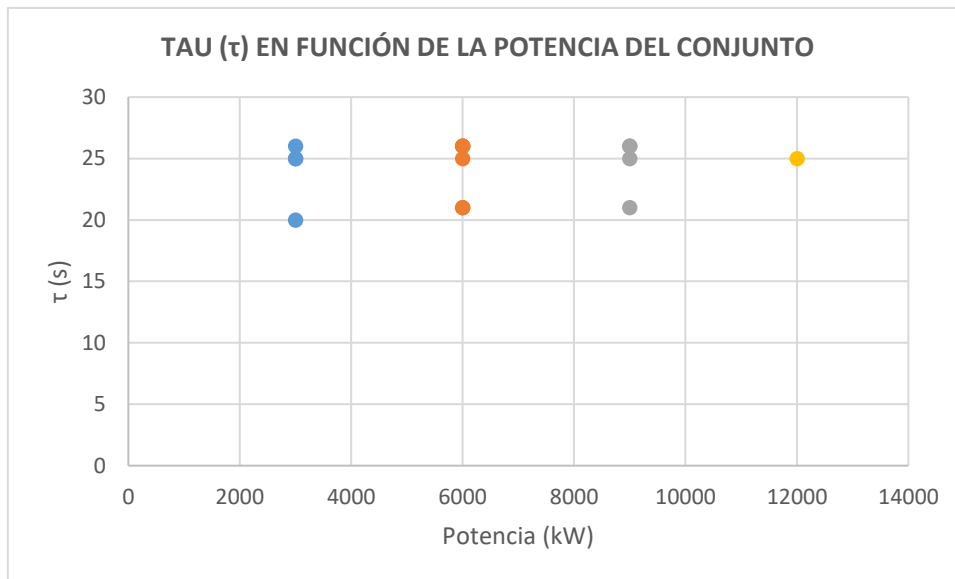
A continuación, en la Tabla 4 se presentan los resultados de las constantes de tiempo correspondientes a la fluctuación positiva mostrada en la Figura 54 para todas las combinaciones posibles.

COMBINACIONES – FLUCTUACIÓN POSITIVA							
1 TURBINA		2 TURBINAS		3 TURBINAS		4 TURBINAS	
Nº	$\tau(s)$	Nº	$\tau(s)$	Nº	$\tau(s)$	Nº	$\tau(s)$
101	26	101 102	26	101 201 301	26	101 201 301 302	25
102	25	101 301	26	101 301 302	25		
301	25	101 302	21	201 301 302	26		
302	20	301 302	21	101 201 302	21		
		102 301	25				
		102 302	26				

Tabla 4. Resultados de las constantes de tiempo obtenidas con todas las combinaciones posibles de la segunda fluctuación positiva.

Finalmente, se grafican los resultados de los cálculos de las taus obtenidas, para comprobar la relación que guardan entre ellos.

Como ya se ha comentado anteriormente, en el artículo [8] basado en centrales fotovoltaicas, la capacidad de almacenamiento necesaria para el modelo de la peor fluctuación guardaba una correlación con la dimensión más corta del perímetro y con la potencia nominal de esta.



Gráfica 2. Constante de tiempo (τ) en función del nº de aerogeneradores empleados en las combinaciones de la fluctuación positiva.

Sin embargo, se ha demostrado empíricamente mediante los datos de potencia del parque de Barásoain, que esta correlación no se guarda en plantas eólicas.

En la Gráfica 1 y Gráfica 2, se comprueba para las fluctuaciones analizadas de la Figura 52, que a pesar de aumentar el nº de aerogeneradores de las agrupaciones, y con ello la potencia nominal del conjunto, las constantes de tiempo (τ) calculadas son muy similares y no guardan ninguna relación lineal creciente o decreciente.

Esto puede ser debido a la situación en la que los aerogeneradores están instalados en el parque de Barásoain y el modo de operación, ya que durante su funcionamiento el control de yaw va orientar al conjunto de góndola, buje y palas de cara al viento. Debido a que la situación de los aerogeneradores en el parque de Barásoain está instalados en una misma fila, es posible que la dinámica de generación en los diferentes aerogeneradores sea muy similar, ya que las variaciones de la velocidad del viento que se producen y por lo tanto las variaciones de generación de las diferentes turbinas sean muy similares.

5.3 AGRUPACIONES

En el apartado 4, ya se demostró que, en condiciones nominales de operación, a pesar de aumentar el nº de aerogeneradores de las agrupaciones, la capacidad de almacenamiento necesaria para abastecer la peor fluctuación posible corresponde con el área generada desde la potencia nominal del conjunto hasta potencia nula cumpliendo el rampeado r (%/min).

Además, en el apartado anterior 5.2, ya se ha demostrado empíricamente que la constante de tiempo (τ) en la planta de Barásoain, no guarda una correlación con el nº de aerogeneradores empleados en las agrupaciones, y por lo tanto de la potencia nominal. Según esto, la capacidad de almacenamiento de energía necesaria no es posible disminuirla mediante la agrupación de aerogeneradores, a diferencia de lo que se demuestra que ocurre en las diferentes agrupaciones de plantas fotovoltaicas en el artículo [8].

A continuación, se ha comprobado mediante algunas de las agrupaciones de máquinas el correcto funcionamiento de la Estrategia 2, para ello se ha empleado una capacidad de almacenamiento de batería múltiplo de 180 kWh, que corresponde al inferior valor de la máxima fluctuación analizada para el caso individual de una sola máquina en estado de "MARCHA". En la Tabla 5, se muestran los resultados del máximo y mínimo SOC obtenidos tras la simulación, ya que la Estrategia 2 lleva en todo momento a la energía de la batería entre el máximo y el mínimo, los resultados normales máximos y mínimos son del 100% y 0%, respectivamente.

Agrupaciones de 2 máquinas – Capacidad Batería: 360 kWh		
Máquinas 201 y 301		
Estrategia 2: Todo o Nada	Mínimo SOC (%)	0
	Máximo SOC (%)	101,16
Máquinas 101 y 102		
Estrategia 2: Todo o Nada	Mínimo SOC (%)	0
	Máximo SOC (%)	101,20
Agrupaciones de 3 máquinas – Capacidad Batería: 540 kWh		
Máquinas 101, 102 y 301		
Estrategia 2: Todo o Nada	Mínimo SOC (%)	0
	Máximo SOC (%)	101,38
Máquinas 201, 301 y 302		
Estrategia 2: Todo o Nada	Mínimo SOC (%)	0
	Máximo SOC (%)	101,54
Agrupaciones de 4 máquinas – Capacidad Batería: 720 kWh		
Máquinas 101, 102, 201 y 301		
Estrategia 2: Todo o Nada	Mínimo SOC (%)	0
	Máximo SOC (%)	100,16
Máquinas 101, 102, 301 y 302		
Estrategia 2: Todo o Nada	Mínimo SOC (%)	0
	Máximo SOC (%)	100,97

Tabla 5. Resultados de las simulaciones a través de la Estrategia 2, mediante las agrupaciones de máquinas en "MARCHA".

6. CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS

6.1 CONCLUSIONES

Actualmente, la energía eólica es una de las tecnologías con más importancia en el Sistema Eléctrico Español, a pesar de que el 2016 se cerró con solamente un aumento de capacidad de 38 MW. Muestra del potencial que tiene España con la tecnología eólica, es que a pesar de no aumentar su capacidad de potencia eólica, sigue en el top 5 de países con mayor potencia eólica instalada mundialmente, con una potencia instalada a finales de 2016 de 23.026 MW. Además, la eólica fue la segunda tecnología en el sistema eléctrico con mayor producción en 2016, con 47.319 GWh y una cobertura de la demanda eléctrica del 19,3 % [16].

Sin embargo, la importancia que tiene la energía eólica en el sistema eléctrico puede poner en riesgo la estabilidad de la red, debido al carácter intermitente y aleatorio que tiene el viento. Esto puede provocar rápidas fluctuaciones de la potencia generada por los parques eólicos, lo cual va generar un desequilibrio entre la potencia generada y consumida. Para un tiempo inferior a 10 minutos, estos desequilibrios generados por las variaciones de potencia son absorbidos directamente por el sistema eléctrico en forma de variaciones de frecuencia. En el caso que las desviaciones en la frecuencia superen los márgenes permitidos por el operador del sistema, puede ocasionar el colapso del sistema eléctrico.

En el presente proyecto, se ha tratado de analizar diferentes estrategias para limitar las fluctuaciones de potencia eólica en la red eléctrica, mediante control de rampas y sistemas de almacenamiento de energía.

Referentes al parque experimental de Barásoain y uso de datos

Las estrategias se han analizado empíricamente, mediante el empleo del software matemático (Matlab), y mediante los datos cinco secundales de potencia, velocidad del viento y estado de la máquina del parque de Barásoain. El parque de Barásoain es propiedad de Acciona y está formado por 5 aerogeneradores de la tecnología AW116/3000, con una potencia nominal de 3000 kW cada uno. Respecto, los datos de la velocidad del viento cabe destacar que no es un registro muy fiable dado que el viento en la góndola se vuelve turbulento al atravesar las palas.

Referentes a las estrategias analizadas

La Estrategia 0 (Control básico) es la primera estrategia analizada en el proyecto y está basada en un control de velocidad de rampas para limitar las fluctuaciones de potencia en red. Se comprobó que la energía de la batería con este control tiene una tendencia a cargarse, de arranques rápidos, es decir la tendencia de las fluctuaciones es más a subir que a bajar. Como la energía de la batería no es la misma al principio y al final del ciclo, es necesario establecer un control del SOC para que el sistema puede funcionar año tras año.

En segundo lugar, se analizó la Estrategia 1 (Control SOC), en esta estrategia se implementó un control del SOC, a través de este es posible mantener el nivel de energía en la batería constante, imponiendo un valor de referencia, y mediante un lazo de control se mantiene la carga de la batería en torno a ese valor. Se comprobó el buen funcionamiento de la estrategia y la capacidad de almacenamiento para esta estrategia corresponde con el doble de la energía necesaria para hacer frente a la peor fluctuación posible.

Por último, se analizó la Estrategia 2 (Todo o Nada), esta estrategia es muy similar a la Estrategia 1 (Control SOC), a la cual se le ha implementado un control de la Energía Batería de referencia. La referencia es establecida según la potencia instantánea que está generando y nivel de energía que dispone la batería. Se comprobó, que la Estrategia 2 (Todo o Nada) permite optimizar a la mitad la capacidad de batería necesaria respecto la Estrategia 1.

Dado que el elemento más limitante en el sistema son las baterías, al tener un alto coste y una baja vida útil, la Estrategia 2 (Todo o Nada) resulta ser la más eficiente, ya que es la que menor almacenamiento necesita y por lo tanto va tener un menor coste.

Referentes al funcionamiento en “CONDICIONES NOMINALES DE OPERACIÓN”

En primer lugar, se han analizado el empleo de tres estrategias, con la máquina en condiciones nominales de operación, es decir se ha despreciado el estado en el que se ha encontrado la máquina cuando se han producido las fluctuaciones.

Una vez analizadas las estrategias, se demostró que, en condiciones nominales de operación, las mayores fluctuaciones se debían a la desconexión individual o del conjunto de aerogeneradores, generalmente porque se producía el paso del estado de la turbina de “MARCHA” a “COND.ATMOSFÉRICAS”.

Por lo que, la capacidad de almacenamiento de energía necesaria para hacer frente a la peor fluctuación corresponde con el área del triángulo formado, desde la potencia nominal individual o del conjunto hasta potencia nula cumpliendo la velocidad de rampa establecida de r (%/min). En la Figura 55, se representa en forma de aclaración como calcular la energía para el modelo de la peor fluctuación, la potencia nominal corresponde la del conjunto y la pendiente del triángulo, depende de la r (%/min) impuesta en el control de la velocidad de rampas.

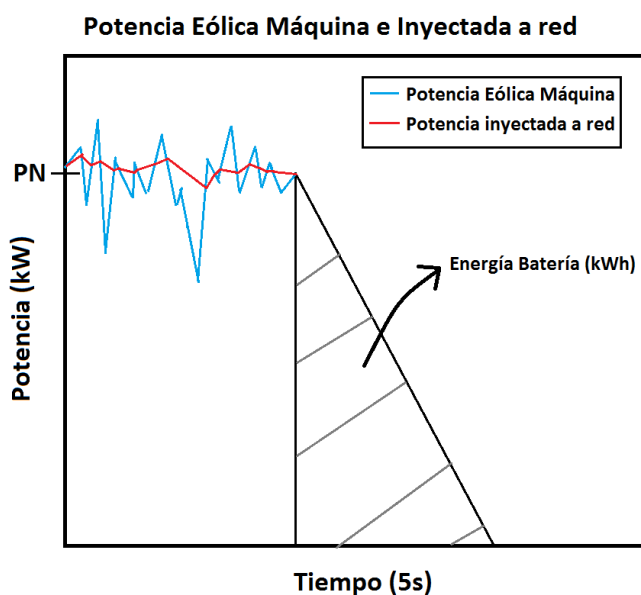


Figura 55. Modelo para determinar la capacidad de almacenamiento de energía necesario para el modelo de la peor fluctuación.

Referentes al funcionamiento en “MARCHA”

En segundo lugar, se analizó las fluctuaciones de potencia restringidas al estado “MARCHA”, de esta forma se conseguía analizar las fluctuaciones que habían sido debidas a la variación de la velocidad del viento.

Mediante el análisis individual, se comprobó que las peores fluctuaciones que se producían debido a la variación de la velocidad del viento en las diferentes máquinas a estudio estaban entre 180 kWh hasta 220 kWh, en el peor de todos los casos.

También se analizó, el valor de la constante de tiempo (τ) en función del número de aerogeneradores con diferentes fluctuaciones, llegando a la conclusión de que, en los parques eólicos, los cuales tienen una distribución en fila similar al parque de Barásoain, la constante de tiempo no tiene una dependencia lineal ascendente o descendente mediante la agrupación de aerogeneradores.

Finalmente, se ha contrastado si la Estrategia 2, se realiza correctamente mediante las agrupaciones de máquinas, a través de una capacidad de la batería múltiplo de la determinada en el caso individual.

6.2 LÍNEAS FUTURAS

La evolución de los precios de la tecnología eólica y su potencial para hacer frente a los combustibles fósiles, la sitúan en una de las tecnologías más interesantes en un futuro para disminuir la dependencia energética y frenar el cambio climático. Para llevar a cabo esto, se debe mejorar la integración a red tanto de la tecnología eólica, como de las demás tecnologías renovables.

No obstante, el operador del sistema marca una serie de regulaciones con el principal objetivo de garantizar un equilibrio entre la generación y el consumo, como por ejemplo la restricción que se ha trabajado en este proyecto del control de fluctuaciones en la red. Algunas de las siguientes líneas de investigación que pueden influir en la mejora de la integración de la eólica en la red:

- Estudio de la existencia de una correlación de la constante de tiempo (τ) en plantas eólicas, cuya disposición de lay-out, presenta varias líneas de aerogeneradores en varias filas, para analizar su dependencia.
- Estudio de centrales eólicas distribuidas, las cuales disponen de diferentes pequeños parques de aerogeneradores distribuidos, que aportan la potencia generada a la misma subestación y el empleo de una batería centralizada.

7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] G. D. Towards, *Renewables global futures report: great debates towards 100 % renewable energy*, 2017.
- [2] M. García Solano, “Apuntes Sistemás Eléctricos de Potencia”, 2016.
- [3] I. de la P. Laita, “Apuntes Redes Eléctricas Industriales”, 2016.
- [4] “Red Eléctrica Española”, [En línea]. Disponible: <http://www.ree.es/es/>. [Accedido en: 15-Jun-2017].
- [5] W. F. Sawin J., Seyboth K., *Renewables 2017 Global Status Report*. 2017.
- [6] Kristin Seyboth *et al.*, *Renewables 2016 Global Status Report*. 2016.
- [7] I. de la Parra, J. Marcos, M. García, and L. Marroyo, “Control strategies to use the minimum energy storage requirement for PV power ramp-rate control,” *Sol. Energy*, vol. 111, pp. 332–343, 2015.
- [8] J. Marcos, M. García, and L. Marroyo, “Storage requirements for PV power ramp-rate control in a PV fleet,” *Sol. Energy*, vol. 118, pp. 426–440, 2015.
- [9] “Acciona Energía.”, [En línea]. Disponible: <http://www.acciona-energia.com/es/>. [Fecha de acceso: 10-Jun-2017].
- [10] A. Windpower, “Aerogeneradores - Acciona”, 2015.
- [11] A. Windpower, “Fecha técnica - AW 3000.” 2015.
- [12] A. Urtasun, “Apuntes Sistemas Eólicos y Fotovoltaicos,” 2016.
- [13] B. A. for I. Development, “Mappin of Brazil’s wind power Industry Productive Chain”, 2014.
- [14] A. Windpower, “Requerimientos técnicos de la cimentación AW3000”, 2015.
- [15] A. Windpower, “Estados y modos de operación de la turbina AW3000”, 2015.
- [16] “Asociación Empresarial Eólica”, *La eólica en España*. [En línea]. Disponible: <https://www.aeeolica.org/>. [Fecha de acceso: 15-Jun-2017].