



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Análisis del potencial para la participación de la
generación eólica en el servicio de regulación
secundaria.

Autor: Alejandro Valcarce Barbosa

Director: Ignacio Egido Cortés

Co-Director: Kai Doenges

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título:

Análisis del potencial para la participación de la generación eólica en el servicio de regulación secundaria.

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2020/21 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Alejandro Valcarce Barbosa

Fecha: 05/07/ 2021

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Ignacio Egido Cortés

Fecha: 05/07/2021

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

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

El autor D. Alejandro Valcarce Barbosa DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: Análisis del potencial para la participación de la generación eólica en el servicio de regulación secundaria, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

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

3º. Condiciones de la cesión y acceso

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

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

4º. Derechos del autor.

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

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

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

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

de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

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

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

Madrid, a 5 de julio de 2021

ACEPTA



Fdo. Alejandro Valcarce Barbosa

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



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

*Análisis del potencial para la participación de la generación
eólica en el servicio de regulación secundaria.*

Autor: Alejandro Valcarce Barbosa

Director: Ignacio Egido Cortés

Co-Director: Kai Doenges

Madrid

ANÁLISIS DEL POTENCIAL PARA LA PARTICIPACIÓN DE LA GENERACIÓN EÓLICA EN EL SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA

Autor: Valcarce Barbosa, Alejandro.

Director: Egido Cortés, Ignacio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

La energía eólica adquiere cada vez una mayor importancia en el sistema eléctrico. Sustituye progresivamente otras tecnologías de generación convencionales, pero en la actualidad no ofrece servicios complementarios. Mediante simulaciones, este trabajo analiza el comportamiento de una zona de regulación cuando la energía eólica participa en la regulación secundaria. El análisis muestra una correlación clara entre el error de predicción del viento y el desempeño de la zona. Mientras que en algunos casos la introducción de eólica mejora los resultados, también aparecen horas críticas con aumentos muy significativos de incumplimientos del criterio dinámico de respuesta establecido.

Palabras clave: Energía eólica, renovables, regulación secundaria, AGC, vertido de energía, servicios auxiliares.

1. Introducción

La estabilidad de un sistema eléctrico se basa en gran medida en el equilibrio entre generación y demanda. Para mantener este balance existen diversos lazos de control frecuencia-potencia, entre los que se encuentra la regulación secundaria.

Tradicionalmente, esta regulación se ha llevado a cabo con plantas de generación convencionales fácilmente controlables y rápidas, como los grupos de ciclo combinado o hidroeléctricos. Sin embargo, la progresiva integración de energías renovables en el *mix* de generación está desplazando a las tecnologías tradicionales. Aunque en la actualidad la energía eólica no colabora en los servicios complementarios, es razonable suponer que en el futuro tendrá que ser capaz de participar en la regulación.

No obstante, la energía eólica es muy particular, ya que depende directamente del viento, que, como todo fenómeno meteorológico, tiene naturaleza caótica y por lo tanto es de difícil predicción. Los errores en la estimación del viento suponen un gran problema ya que no se puede saber con certeza cuáles serán los márgenes de operación de una planta para un momento en el futuro.

Para permitir la participación de la generación eólica en la regulación secundaria, en los últimos años se han diseñado diversas herramientas que permiten controlar la potencia entregada por los parques [1]. Existen también estudios que comprueban experimentalmente la capacidad de los generadores eólicos de seguir consignas establecidas por el AGC, con buenos resultados en cuanto a velocidad y precisión [2].

Además, algunas publicaciones analizan la viabilidad económica, atendiendo a precios de mercado *spot*, de banda secundaria ofrecida y coste de incumplimientos [3], otras proponen mejoras en los mercados de electricidad que ayuden a la participación de las renovables en los servicios complementarios [4].

Además de estos avances, es necesario un estudio que analice el comportamiento de una zona completa de regulación, con unidades eólicas y convencionales, atendiendo no solo a criterios económicos, sino también técnicos y dinámicos.

El estudio de este comportamiento es esencial para permitir una futura integración de las energías renovables en los servicios complementarios y así poder avanzar hacia una menor dependencia de plantas térmicas contaminantes.

2. Definición del Proyecto

El Proyecto se divide en tres partes diferenciadas.

En primer lugar, se procede a investigar en la literatura científica el estado de la cuestión: todos los avances y soluciones propuestas para estudiar la participación de la energía eólica en el servicio de regulación secundaria. Esta revisión será crítica, diferenciando qué soluciones se adaptan bien al problema particular que aborda este proyecto.

En segundo lugar, se realizan una serie de simulaciones del comportamiento técnico y dinámico de una zona eléctrica para distintos escenarios de participación eólica. El sistema eléctrico es complejo, no se puede estudiar fácilmente su comportamiento dinámico de forma meramente teórica. El método adecuado para el análisis es por tanto la simulación. Para obtener resultados cercanos a la realidad, el simulador empleado cuenta con gran detalle, y trata de reproducir fielmente el comportamiento de las unidades de generación y del AGC en España.

Por último, se lleva a cabo un análisis de los resultados, empleando para ello diversas medidas recogidas de la simulación. En particular, se analiza el desempeño de la zona eléctrica en cuanto a cumplimiento de los criterios dinámicos impuestos por el operador del sistema; y variables relacionadas con aspectos económicos, como la energía eólica desaprovechada o el ahorro en energía generada por los grupos convencionales.

3. Descripción del modelo

El modelo desarrollado parte de un simulador de zona creado por el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia Comillas. El simulador está implementado en Matlab/Simulink, y cuenta con un algoritmo de regulador de zona (AGC) y modelos de las unidades de generación.

El AGC empleado es detallado y realista, similar al que se usa en zonas de regulación en España. Además del objetivo principal de eliminar el ACE cumpliendo los criterios dinámicos de REE, también intenta minimizar el coste económico y el esfuerzo de regulación.

Los modelos de las unidades también son detallados. Incluyen una planta lineal y otros bloques para modelar la banda muerta, *offset*, límites de generación, rampa y consigna.

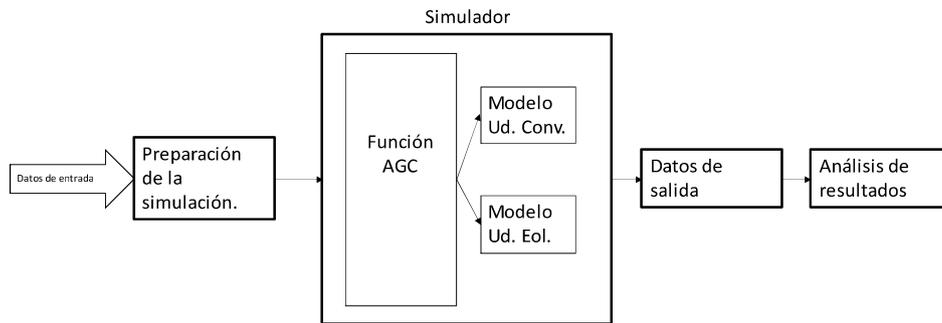


Ilustración 1 - Esquema del proceso de simulación.

A este modelo entran datos de operación y parámetros técnicos reales. A la salida de la simulación se recogen varios resultados para analizar el desempeño de la zona y de las unidades individuales (Ilustración 1).

4. Resultados

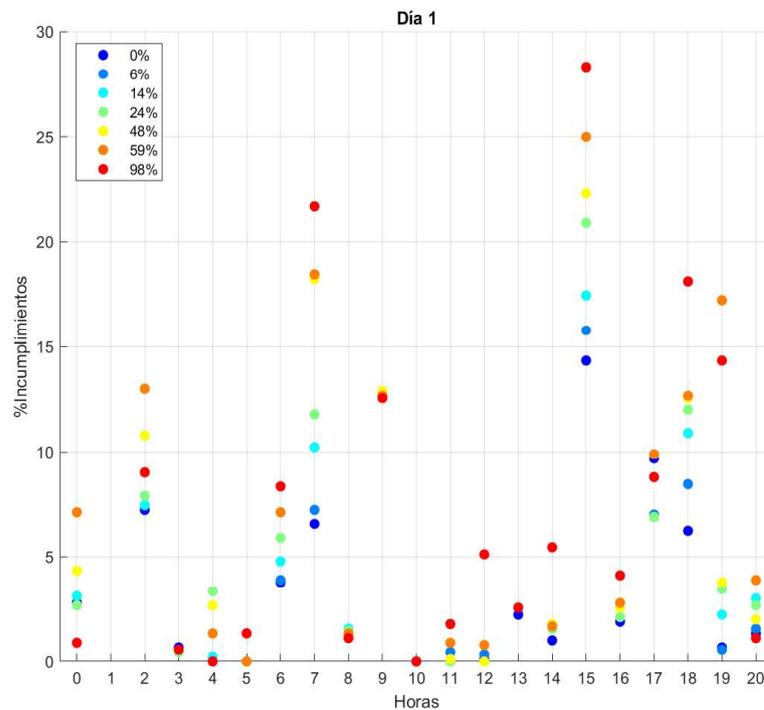


Ilustración 2. Resultados zona. Día 1. Nota: la leyenda se refiere a niveles de banda eólica respecto a la banda casada.

La tendencia general es un empeoramiento de los incumplimientos para niveles más altos de participación eólica. Esto se aprecia especialmente en el día 1 (Ilustración 2). Sin embargo,

no todas las horas tienen la misma variación en el eje de incumplimientos. Analizando las horas en detalle se puede observar que:

- Las horas con un **gran aumento** en el eje de **incumplimientos** se corresponden con momentos en los que el **viento real es menor del esperado**, y además la consigna del AGC es de aumentar la generación. La disponibilidad de menor viento provoca que la banda efectiva a subir se vea reducida, lo que empeora la respuesta de la zona
- Las **horas con menor dispersión** se corresponden con momentos donde la **consigna del AGC pide disminuir la generación**. El fallo de la predicción del viento no afecta en gran medida a la banda a bajar, y por lo tanto no hay empeoramiento significativo en la respuesta.

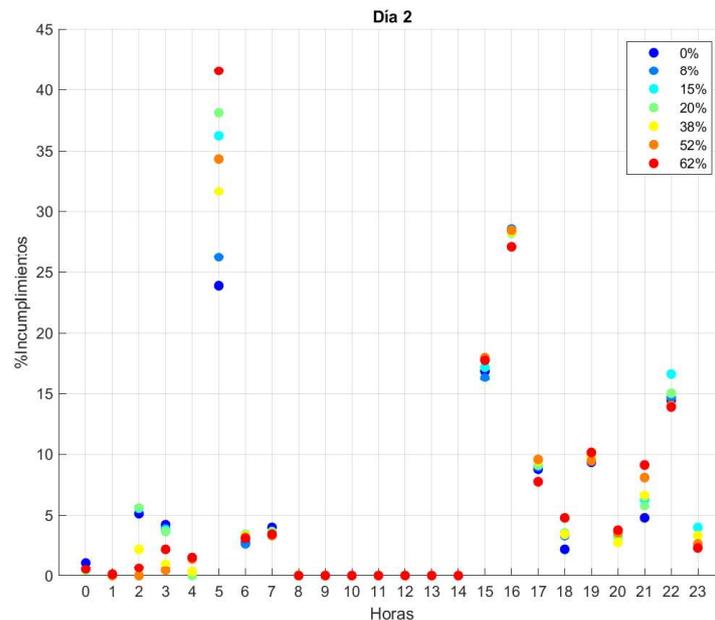


Ilustración 3. Resultados Zona. Día 2. Nota: la leyenda se refiere a niveles de banda eólica respecto a la banda casada

En el día 2 (Ilustración 3) se pueden observar horas donde el aumento de energía eólica en la regulación supone una mejora en la respuesta de la zona. Estas horas se corresponden con niveles de viento superiores a los programados, lo que tiene dos efectos:

- Al haber más viento del predicho, la banda efectiva a subir es superior a la del escenario base. Esta reserva adicional mejora la respuesta de la zona ante consignas que solicitan aumentar la generación.
- Un error en la predicción del viento supone un desvío en la generación de la zona, lo que contribuye al ACE. Cuando las plantas comienzan a regular, dejan de operar en su punto de máxima potencia y ayudan a corregir este desvío de potencia.

En cuanto al comportamiento de las unidades eólicas, se observa que el paso a modo de regulación implica un vertido de aproximadamente la mitad de la energía máxima generable. Esta correlación era de esperar, ya que en modo regulación los parques eólicos ya no siguen el punto de máxima potencia, sino las consignas del regulador de zona.

5. Conclusiones

1. La **variable crítica** que determina el comportamiento de la zona en los distintos escenarios de participación eólica es el **error en la predicción del viento**.
2. Un **nivel de viento menor del esperado** supone la aparición de **horas críticas** donde los incumplimientos aumentan muy significativamente, llegando hasta triplicarse para valores altos de participación eólica. Esto se debe a que la banda a subir será también menor que la esperada, lo que impacta negativamente en la repuesta de la zona ante consignas que pidan aumentar la generación. Si el error en el viento es del 50%, la banda a subir podría reducirse a valores casi nulos.
3. Un **nivel de viento mayor del esperado se traduce en una mejora en el desempeño de la zona** de regulación conforme va aumentando la participación eólica. La banda a subir será mayor de la prevista, y, además, el funcionamiento en modo de regulación permite a los parques operar por debajo de su máximo, corrigiendo el desvío de frecuencia.
4. A pesar de la incertidumbre que supone para la zona la energía eólica en el servicio de regulación secundaria, **niveles reducidos de participación no suponen un empeoramiento excesivo**, incluso en las horas críticas.
5. La operación de las **plantas eólicas en modo regulación** se traduce en un **desaprovechamiento de potencia**. Este vertido es de aproximadamente el 50%. Este aspecto es muy relevante para el análisis económico, puesto que supone dejar de generar energía con coste de producción nulo.

6. Referencias

- [1] Rodriguez-Amenedo, J. L., Arnalte, S., & Burgos, J. C. (2002). Automatic generation control of a wind farm with variable speed wind turbines. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 17(2), 279-284. <https://10.1109/TEC.2002.1009481>
- [2] Rebello, E., Watson, D., & Rodgers, M. (2019). Performance Analysis of a 10 MW Wind Farm in Providing Secondary Frequency Regulation: Experimental Aspects. *IEEE Transactions on Power Systems*, 34(4), 3090-3097. <https://10.1109/TPWRS.2019.2891962>
- [3] Liang, J., Grijalva, S., & Harley, R. G. (2011a). Increased Wind Revenue and System Security by Trading Wind Power in Energy and Regulation Reserve Markets. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2(3), 340-347. <https://10.1109/TSTE.2011.2111468>
- [4] Ghaffari, R., & Venkatesh, B. (2013). Options based reserve procurement strategy for wind generators - Using binomial trees. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(2), 1063-1072. <https://10.1109/TPWRS.2012.2210574>

ANALYSIS OF THE POTENTIAL OF WIND POWER TO PROVIDE SECONDARY FREQUENCY REGULATION

Author: Valcarce Barbosa, Alejandro.

Supervisor: Egido Cortés, Ignacio.

Collaborating Entity: ICAI - Universidad Pontificia Comillas.

ABSTRACT

Wind power is becoming increasingly important in the electricity system. It is progressively replacing other conventional generation technologies, although at present it does not offer ancillary services. By means of simulations, this project analyzes the behavior of an electrical zone when wind energy provides secondary regulation. The analysis shows a clear correlation between wind prediction error and zone performance. While in some cases the introduction of wind improves the results, critical hours also appear with a very significant increase in the number of non-compliant response.

Keywords: wind power, renewables, secondary frequency regulation, AGC, energy spillage, ancillary services

1. Introduction

The stability of a power system is largely based on the constant balance between generation and demand. To maintain this balance there are several power-frequency control loops, including secondary frequency regulation.

Traditionally, this regulation has been carried out with easily controllable and fast conventional generation plants, such as natural gas or hydroelectric groups. However, the progressive integration of renewable energy sources into the generation mix is displacing traditional technologies. Although wind energy does not currently participate in ancillary services, it is reasonable to assume that in the future it will have to be able to offer this regulation.

However, wind energy is unique since it depends directly on the wind, which, like all meteorological phenomena, is chaotic in nature and therefore difficult to predict. Errors in wind estimation pose a major problem since it is not possible to know with certainty what the operating margins of a plant will be at some given point in the future.

In order to allow the participation of wind power generation in secondary regulation, several tools have been developed in recent years to control the power delivered by the wind farms [1]. There are also studies that experimentally test the ability of wind generators to follow setpoints established by the AGC, with good results in terms of speed and accuracy [2].

In addition, some publications analyze the economic viability, taking into account spot and secondary reserve market prices, and cost of non-compliant responses [3]. Others propose improvements in the electricity markets that would help the involvement of renewables in ancillary services [4].

In addition to these advances, a study is needed to analyze the behavior of a complete regulation zone, with both wind and conventional units, taking into account not only economic but also technical criteria.

The study of this behavior is essential to allow a future integration of renewable energy sources within the auxiliary services and thus be able to move towards a reduced dependence on polluting thermal plants.

2. Definition of the project

The project is divided into three different parts.

First, we proceed to research the state of the art in scientific literature: all the advances and proposed solutions to study the participation of wind energy in the secondary regulation service. This review will be made critically, by distinguishing which solutions are well adapted to the particular problem addressed by this project.

Secondly, a series of simulations of the technical and dynamic behavior of an electrical zone for different wind participation scenarios are conducted. The power system is complex, its dynamic behavior cannot be easily studied in a purely theoretical way. The appropriate method for analysis is therefore simulation. In order to obtain realistic results, the simulator is very detailed and tries to faithfully reproduce the behavior of the power generation units and the AGC in Spain.

Finally, an analysis of the results is carried out, using various measures collected from the simulation. In particular, the performance of the electrical zone is analyzed in terms of compliance with the dynamic criteria imposed by the system operator; and variables related to economic aspects, such as wind energy spillage or savings in energy generated by conventional groups.

3. Description of the model

The developed model is based on a zone simulator created by the Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) of the Universidad Pontificia Comillas. The simulator is implemented in Matlab/Simulink and has a zone regulator algorithm (AGC) and models of the power units.

The AGC used is detailed and realistic, similar to the one used in regulation zones in Spain. In addition to the main objective of eliminating the ACE by meeting the dynamic criteria of REE, it also tries to minimize the economic cost and the regulation effort.

The unit models are also detailed. They include a linear plant and other blocks to model the deadband, offset and generation, ramp and setpoint limits.

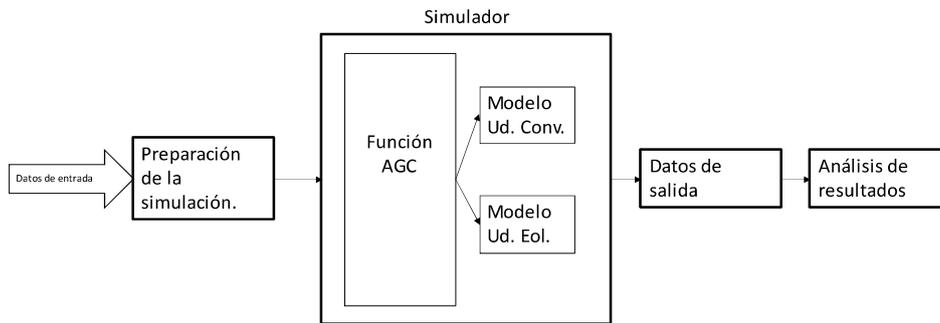


Figure 1. Diagram representing the model.

Actual operating data and technical parameters are input to this model. At the output of the simulation, several results are collected to analyze the performance of the zone and individual units (Figure 1).

4. Results

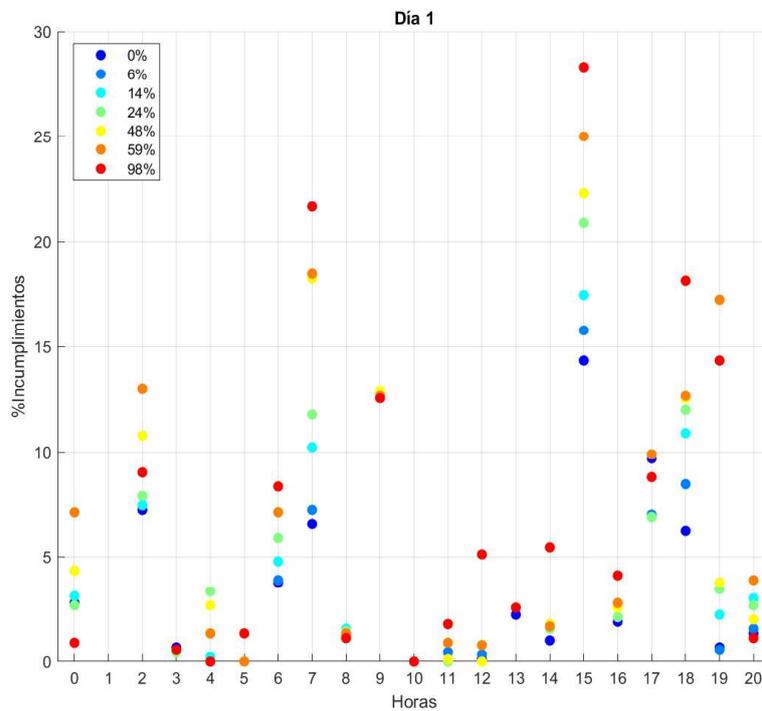


Figure 2. Zone Results. Day 1

The general trend is a worsening performance for higher levels of wind participation. This is especially noticeable on day 1 (Figure 2). However, not all hours have the same variation on the y axis. Analyzing the hours in detail it can be observed that:

- The hours with a large increase in the y axis correspond to times when the actual wind is lower than expected, and the AGC command is to increase generation. The wind forecast error causes the effective upward reserve to be reduced, which worsens the response of the area.
- The hours with the lowest dispersion correspond to times when the AGC command asks for a decrease in generation. The failure of the wind prediction does not greatly affect the downward reserve, **and therefore there is no significant deterioration of the dynamic response.**

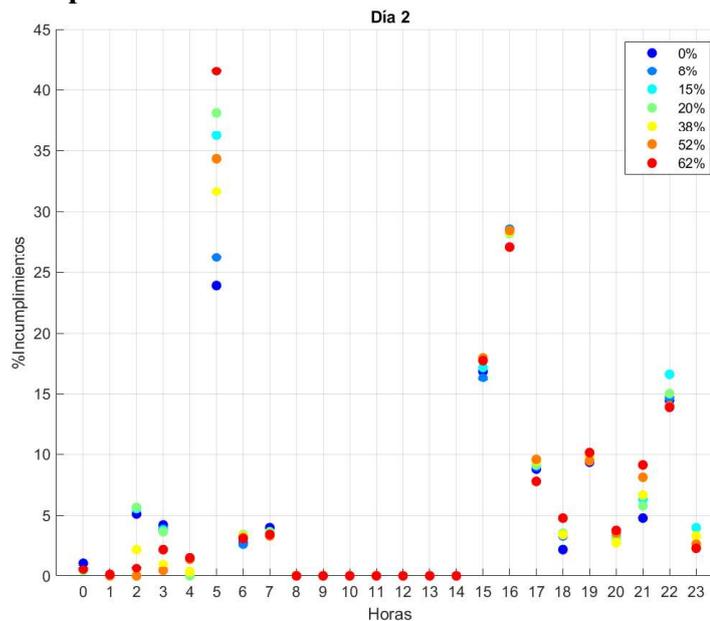


Figure 3. Zone Results. Day 2.

On day 2 (Figure 3) we can observe hours where the increase of wind energy in the regulation means an improvement in the performance of the area. These hours correspond to higher wind levels than those programmed, which has two effects:

- As there is more wind than predicted, the effective upward reserve is higher than in the baseline scenario. This additional reserve improves the zone's response when there are requests to increase generation.
- An error in the wind forecast means a deviation in the zone's generation, which contributes to the ACE. When the wind farms begin to operate in regulation, they stop following their maximum power point and thus help to correct this power deviation.

Finally, with respect to the behavior of the wind units, it is observed that switching to regulating mode implies a spillage of about half of the maximum potential power. This correlation is to be expected, since in regulation mode the wind farms no longer follow the maximum power point, but rather the instructions of the zone regulator.

5. Conclusions

1. The **critical variable** that determines the behavior of the area in the different wind participation scenarios is the **error in wind forecast**.
2. A **lower-than-expected wind level** leads to the appearance of critical hours where the **non-compliances increase substantially**, even tripling for high values of wind power participation. This is due to the fact that the upward reserve will also be lower than expected, which has a negative impact on the area's reaction to requests to increase generation. If the wind error is 50%, the upward band may be reduced to almost zero values.
3. A **higher-than-expected wind level results in an improvement in the performance** of the regulating zone as wind participation increases. The upward reserve will be higher than expected, and, in addition, operation in regulation mode allows the wind farms to operate below their maximum, correcting the deviation of generation.
4. Despite the uncertainty of wind power in secondary regulation service in the area, **reduced levels of participation do not cause an excessive deterioration in performance**, even at critical hours.
5. The **operation of wind power plants in regulation mode results in an energy spillage**. This waste is approximately 50%. This aspect is very relevant for the economic analysis since it means not generating energy with zero production cost.

6. References

- [1] Rodriguez-Amenedo, J. L., Arnalte, S., & Burgos, J. C. (2002). Automatic generation control of a wind farm with variable speed wind turbines. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 17(2), 279-284. <https://10.1109/TEC.2002.1009481>
- [2] Rebello, E., Watson, D., & Rodgers, M. (2019). Performance Analysis of a 10 MW Wind Farm in Providing Secondary Frequency Regulation: Experimental Aspects. *IEEE Transactions on Power Systems*, 34(4), 3090-3097. <https://10.1109/TPWRS.2019.2891962>
- [3] Liang, J., Grijalva, S., & Harley, R. G. (2011a). Increased Wind Revenue and System Security by Trading Wind Power in Energy and Regulation Reserve Markets. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2(3), 340-347. <https://10.1109/TSTE.2011.2111468>
- [4] Ghaffari, R., & Venkatesh, B. (2013). Options based reserve procurement strategy for wind generators - Using binomial trees. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(2), 1063-1072. <https://10.1109/TPWRS.2012.2210574>

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	5
1.1 Motivación del proyecto	6
Capítulo 2. Estado de la Cuestión	8
Capítulo 3. Definición del Trabajo	10
3.1 Justificación	10
3.2 Objetivos	11
3.3 Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible	11
3.4 Metodología	12
3.5 Planificación y Estimación Económica	13
Capítulo 4. Simulación desarrollada	14
4.1 Elementos del Modelo	14
4.1.1 AGC	14
4.1.2 Unidades Convencionales	15
4.1.3 Unidades eólicas	16
4.2 Datos de Entrada	17
4.2.1 Datos Originales	17
4.2.2 Procesamiento de datos de entrada	17
4.3 Diseño de la simulación	20
4.4 Variables para la evaluación del comportamiento	22
4.4.1 ACE	22
4.4.2 Porcentaje de incumplimientos	22
4.4.3 Proporción de reserva eólica con respecto a la banda casada	23
4.4.4 Energía eólica no aprovechada	24
4.4.5 Proporción de banda utilizada. Unidades convencionales	25
Capítulo 5. Análisis de Resultados	27
5.1 Resultados de la Zona de Regulación	27
5.1.1 Caso 1	27
5.1.2 Caso 2	36

5.2	Resultados relativos a las unidades individuales.....	42
5.2.1	Unidades eólicas.....	42
5.2.2	Unidades Convencionales.....	45
Capítulo 6.	Conclusiones y Trabajos Futuros.....	47
Capítulo 7.	Bibliografía.....	50

Índice de figuras

Figura 1. Diagrama simplificado de un regulador de zona. Adaptado de “Reguladores de Zona para el control Automático de Generación” (p. 39), por I. Egido et al., 2008, Anales de Mecánica y Electricidad.	15
Figura 2. Esquema del modelo de grupo generador. Adaptado de Diseño de Reguladores para el control automático de generación. Por I. Egido, 2005.	16
Figura 3. Detalle del funcionamiento de filtro para la banda casada.	18
Figura 4. Detalle del ajuste de Banda Secundaria disponible.	19
Figura 5. Banda casada y banda disponible. Día 1	28
Figura 6. Comportamiento del viento en el total de la zona de regulación. Día 1	29
Figura 7. Porcentaje de incumplimientos para cada hora y escenario de participación eólica. Nota: la leyenda se refiere a valores de banda media eólica ($B_{med,eol}$). Día 1	30
Figura 8. Comportamiento de la zona de regulación. Hora 7. Día 1. Escenario base.	32
Figura 9. Detalle funcionamiento de la zona de regulación en la hora 7. Escenario máxima regulación eólica (98%).	33
Figura 10. Detalle del funcionamiento de la zona de regulación durante la hora 9. Escenario base (0% regulación eólica). Día 1.	34
Figura 11. Detalle funcionamiento de la zona de regulación durante la hora 9. Escenario máxima regulación eólica (98%). Día 1.....	35
Figura 12. Comportamiento del viento. Día 2.....	36
Figura 13. Porcentaje de incumplimientos para cada hora y escenario de participación eólica. Nota: la leyenda se refiere a valores de banda media eólica ($B_{med,eol}$). Día 2.	37
Figura 14. Resultados de la zona de regulación durante la hora 2. Día 2. Escenario base (0% regulación eólica).....	38
Figura 15. Resultados de la zona durante la hora 2. Día 2. Escenario de máxima regulación eólica.	39
Figura 16. Resultados de la zona durante la hora 16. Día 2. Escenario base (0% regulación eólica).....	40
Figura 17. Comportamiento de la zona. Hora 16. Día 2. Máxima participación eólica.	42

Figura 18. Cociente entre energía generada y potencial para distintos escenarios y días....	43
Figura 19. Planta eólica regulando.	44
Figura 20. Índice R de energía generada en regulación para cada escenario	45

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

La estabilidad de un sistema eléctrico se basa en gran parte en la capacidad de mantener equilibradas la generación y la demanda. Cualquier desequilibrio entre estas magnitudes da lugar a variaciones en la frecuencia de la red. Estas variaciones no son deseables; ante un desvío excesivo de la frecuencia con respecto de la nominal, se produce la desconexión de grupos generadores, dando lugar a una reacción en cadena que termina con el colapso total del sistema.

Para mantener la frecuencia dentro de los límites convenientes, existen sistemas de control que actúan sobre los generadores, modificando sus consignas. A este conjunto de mecanismos se los conoce como sistemas de regulación frecuencia-potencia. Estos controles movilizan las reservas de potencia del sistema, para ajustar en tiempo real la generación y la demanda, y así mantener la frecuencia en valores nominales.

Generalmente, la regulación frecuencia potencia consiste en tres lazos de regulación anidados: el primero en actuar se conoce como regulación primaria, y actúa en cuestión de segundos, minimizando la perturbación en la frecuencia, pero sin eliminar completamente el error. El segundo lazo es la regulación secundaria, que corrige el error que deja la regulación primaria, en decenas de segundo. El tercer lazo, la regulación terciaria, es el más lento, puede considerarse un ajuste manual que trata de recuperar las reservas de potencia que han sido utilizadas en la regulación secundaria.

Además, cuando el sistema eléctrico está interconectado con otros sistemas, la regulación secundaria también se ocupa de mantener la potencia intercambiada igual a la programada. Esto se consigue con un control que trata de eliminar el error de control de área (ACE, *Area Control Error*, en inglés).

Tradicionalmente, la regulación secundaria se ha llevado a cabo con grupos de generación “convencionales”, principalmente centrales de ciclo combinado e hidroeléctricas. Estas

centrales reciben consignas del regulador de zona (AGC) y modifican su potencia según se les indique.

Sin embargo, en los últimos años, la transición energética ha supuesto un aumento extraordinario de la penetración de energías renovables en el mix energético. Estas nuevas tecnologías están sustituyendo gradualmente a las formas de generación convencionales. Este cambio trae consigo los beneficios inmediatos de descarbonización y reducción de la contaminación. No obstante, también supone un gran reto para el sistema eléctrico. La naturaleza volátil e imprevisible de muchas tecnologías renovables suponen un problema para el operador del sistema; se requiere aumentar las reservas de potencia disponibles para afrontar las variaciones en la generación de las renovables. Además, la provisión de estos servicios complementarios de reserva secundaria se convierte una tarea difícil.

Este trabajo estudia el potencial de los parques eólicos para participar en este servicio de regulación secundaria. En concreto, cómo afecta al comportamiento de una zona la progresiva sustitución de unidades convencionales por parques eólicos para proveer la reserva secundaria.

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

Teniendo en cuenta la perspectiva de futuro que se ha planteado en la introducción, con la progresiva descarbonización de la generación eléctrica y el aumento de la penetración de renovables, parece razonable que, más allá de que en la actualidad sea económicamente rentable o no, la energía eólica tendrá que participar en los servicios de regulación. Por eso, es necesario estudiar cómo reaccionará el sistema cuando esta tecnología se encargue de una buena parte de la reserva secundaria.

Sin embargo, la energía eólica es muy particular. Las centrales tradicionales como las de ciclo combinado o hidroeléctricas son fácilmente controlables. Es sencillo aumentar o disminuir la potencia generada siempre que se esté dentro de los límites técnicos de operación. Por otra parte, en los parques eólicos lo que determina el límite de generación es

la velocidad del viento en ese instante. Es decir, no se puede controlar la producción con tanta facilidad. Si en un momento dado no hay viento, el parque no puede generar. Como dificultad añadida, la predicción meteorológica no suele ser muy exacta. A lo largo del día puede haber errores significativos entre la potencia esperada y la real.

De aquí surge un interés por estudiar, ante la variabilidad del viento y del sistema, si la energía eólica es capaz de suplir a plantas convencionales en la tarea de proporcionar la respuesta necesaria ante las señales del AGC, para mantener la frecuencia en su valor nominal.

Capítulo 2. ESTADO DE LA CUESTIÓN

El primer aspecto a considerar al afrontar el problema de la regulación secundaria en energía eólica es la capacidad técnica. No tendría sentido empezar a proponer estrategias de regulación si las turbinas eólicas no fueran capaces de operar por debajo de su punto de máxima potencia y poder aumentar o disminuir su producción siguiendo las señales de un AGC.

A este respecto, existen numerosas publicaciones que recopilan los avances y tecnología que posibilitan a las turbinas modificar la energía activa que entregan a la red. Así, Attya et al., 2018 hace una recopilación de los distintos métodos existentes. En concreto, presentan lazos de control que varían la velocidad del rotor y el *pitch angle* para disminuir la potencia entregada. Otros artículos, (Ma & Chowdhury, 2010) muestra también estrategias para operar a una velocidad del rotor sub-óptima y así poder contar con una reserva de energía. Además, otras publicaciones (Rodríguez-Amenedo et al., 2002) que describen controles de generación de potencia activa y reactiva a nivel de un parque completo.

En general, estas técnicas consiguen manejar la potencia activa entregada por las turbinas, y permite al operador establecer puntos de operación que están por debajo de la máxima potencia disponible. Aunque siguen existiendo retos, en la actualidad es posible técnicamente operar las turbinas de manera que produzcan por debajo de su máximo, dejando una banda a subir en caso de que sea requerida. Además, las turbinas eólicas pueden reaccionar a una gran velocidad. En concreto, la gran mayoría de turbinas que operan en la actualidad pueden arrancar desde cero a máxima potencia en periodos de 6 a 10 segundos (Faiella et al., 2013).

En conclusión, las plantas eólicas son capaces de reservar energía a subir y de reaccionar con velocidades de respuesta muy altas.

Además, son esenciales para el desarrollo de este trabajo los estudios dirigidos a obtener modelos realistas de la respuesta dinámica de las turbinas eólicas ante cambios en su consigna, ya que son fundamentales para el desarrollo de simulaciones realistas (K. Doenges et al., 2021).

En segundo lugar, existe un gran número de estudios y artículos publicados sobre estrategias de oferta de reserva secundaria de parques eólicos. Sin embargo, la gran mayoría de las publicaciones afrontan el problema principalmente desde la perspectiva económica. Es decir, planteando la optimización de la oferta de generación, una parte en el mercado *spot* y otra como reserva secundaria. Para esto, toman en consideración no solo la variabilidad del viento, sino también los precios de los distintos mercados eléctricos. Así, se plantean algoritmos de optimización estocástica para hallar el ratio óptimo entre oferta de generación y de banda de regulación en base a los parámetros mencionados anteriormente. La mayoría de estos estudios llegan a la conclusión de que la participación de las granjas eólicas en el mercado de regulación aumenta en muchos casos el beneficio económico, si bien este aumento es en general pequeño.

Por ejemplo, Rebello et al., 2019, pone a prueba en un parque real su estrategia de regulación, concluyendo que en situaciones favorables del mercado aumentan los ingresos si se participa en el mercado secundario. Este artículo también analiza el comportamiento del parque eólico. Utiliza los métodos de evaluación del sistema canadiense y concluye que el desempeño de la planta no es suficiente para ser aceptada por el operador del sistema para participar en la regulación. Sin embargo, este análisis es del parque como unidad individual, no estudia el comportamiento de la zona de regulación.

Además, numerosas publicaciones sobre este tema se centran en proponer mejoras en el mercado eléctrico para ayudar a la participación de los parques eólicos. Entre ellas, se proponen mercados de futuros para contrarrestar las variaciones no esperadas en la producción del viento (Ghaffari & Venkatesh, 2013), o mercados con menores penalizaciones a los incumplimientos de regulación (Liang et al., 2011).

Capítulo 3. DEFINICIÓN DEL TRABAJO

3.1 JUSTIFICACIÓN

Teniendo en cuenta la perspectiva de futuro que se ha planteado en la introducción, con la progresiva descarbonización de la generación eléctrica y el aumento de la penetración de renovables, parece evidente que, más allá de que en la actualidad sea económicamente rentable o no, la energía eólica tendrá que participar en los servicios de regulación. Por eso, es necesario estudiar cómo reaccionará el sistema cuando esta tecnología se encargue de una buena parte de la reserva secundaria. Más allá del aspecto económico, surge un interés por estudiar, ante la variabilidad del viento y del sistema, si la energía eólica es capaz de suplir a plantas convencionales en la tarea de proporcionar la respuesta necesaria ante las señales del AGC, para mantener la frecuencia en su valor nominal.

No solo es necesario el diseño de controles para el control de potencia en los generadores eólicos y la evaluación individual de su rendimiento. También es esencial estudiar el comportamiento técnico de la zona completa de regulación, en la que también hay generadores convencionales, para distintas proporciones de tecnologías renovables y tradicionales.

Además, hay que considerar otras consecuencias de la participación eólica en la generación, cómo el coste de oportunidad que supone en términos de energía vertida. También es importante el impacto en los grupos convencionales de la zona.

En definitiva, es necesario un estudio completo del comportamiento de una zona de regulación ante distintos escenarios de penetración eólica en la regulación, tanto a nivel de la zona completa como de las unidades individuales.

3.2 OBJETIVOS

- I. Investigación en la literatura científica del **estado del arte** de la regulación secundaria en parques eólicos. Avances hasta la fecha y distintas estrategias para elegir las bandas a subir y bajar.
- II. **Simulación** del comportamiento técnico y dinámico de distintos escenarios de participación eólica en la regulación secundaria dentro de una zona de regulación.
- III. **Análisis técnico** de los resultados de regulación. Principalmente, niveles de incumplimiento de regulación por parte de la zona para distintos niveles de penetración renovable.
- IV. **Análisis de comportamiento de las unidades de generación.** Cómo varía la potencia generada o el esfuerzo de regulación.
- V. **Identificación de las distintas variables** que afectan al comportamiento de la zona de regulación.

3.3 ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Dentro de los Objetivos de Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas, este proyecto tiene una especial alineación con el séptimo objetivo: **Energía asequible y no contaminante.**

La energía eólica es renovable y no contaminante, se basa en transformar la energía cinética del viento en energía eólica. Además, es barata con respecto a otras tecnologías convencionales puesto que no queman combustible y su coste solo depende de la instalación y el mantenimiento. Con los continuos avances en esta tecnología, se espera que se vuelva aún más barata y competitiva.

Sin embargo, cómo se ha explicado anteriormente, una gran penetración de energía eólica en el sistema plantea grandes problemas, uno de los cuáles es que, debido a la naturaleza caótica del viento, el sistema necesita de grandes reservas de energía para hacer frente a la variabilidad y errores de predicción.

Por otra parte, al desplazar la energía eólica a la convencional, que es la que tradicionalmente se encarga de ofrecer estos servicios de regulación, se acentúa más la necesidad de que el viento participe en la provisión de reserva.

Si los parques eólicos pudieran colaborar y ofrecer regulación secundaria, sería posible una mayor integración de energía renovable en el sistema, sin tener que depender en gran medida de plantas gestionables convencionales como los ciclos combinados, que ofrecen energía más cara y con emisiones de carbono.

Por esto, es esencial el estudio de la capacidad de las plantas eólicas de participar en las reservas de energía, para que en un futuro puedan desempeñar las funciones comentadas.

Otro objetivo para el cual también trabaja este proyecto es el noveno: **Industria, Innovación e Infraestructuras**. Este trabajo es un ejercicio de investigación científica, de desarrollo de los conocimientos e innovación en el campo de la energía. Este proyecto pretende ayudar en el progreso del sistema eléctrico hacia una red más eficiente, limpia y segura.

3.4 METODOLOGÍA

El primer paso para poder abordar el problema es buscar en la literatura científica y hacer una recopilación de las ideas que ya se hayan propuesto para resolverlo.

Después, se procederá a realizar simulaciones dinámicas del comportamiento de una zona de regulación cuando la generación eólica participa en el AGC. El sistema eléctrico es un sistema complejo, que no se puede estudiar fácilmente de forma meramente teórica. Por eso, una parte fundamental de este trabajo es la simulación. Utilizando un modelo de una zona eléctrica desarrollado previamente en el IIT, se simularán distintos escenarios para conseguir una visión general de cómo se comporta la zona ante distintas situaciones: principalmente, distintos niveles de participación eólica en la regulación secundaria.

Habiendo recogido todos los datos necesarios, se analizarán y presentarán, extrayendo las conclusiones que procedan. A partir de ahí, se terminará de redactar el proyecto para presentarlo.

3.5 PLANIFICACIÓN Y ESTIMACIÓN ECONÓMICA

La planificación del proyecto es la siguiente:

- I. Estado del Arte: hasta el 15 de febrero
- II. Preparación de las simulaciones: hasta el 30 de marzo
- III. Simulaciones y recogida de datos: hasta el 15 de junio
- IV. Redacción del proyecto: hasta el 30 de junio.

La estimación económica de este proyecto es sencilla. El coste total corresponde con el precio de las herramientas utilizadas (Matlab) y el número de horas dedicadas al desarrollo:

Las horas dedicadas se corresponden con los 6 créditos de la asignatura Trabajo Fin de Grado. En total 180 horas. El salario medio de un ingeniero de ICAI *junior* (de 22 a 25 años), según la Asociación de Ingenieros de ICAI, son 15 euros/hora.

Por otro lado, una licencia anual de Matlab tiene un precio de 800 euros.

En total, el coste estimado del proyecto es **3500 euros**.

Capítulo 4. SIMULACIÓN DESARROLLADA

El modelo desarrollado parte de un simulador de zona desarrollado por el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia Comillas. El simulador está implementado en Matlab/Simulink, y cuenta con un algoritmo de regulador de zona (AGC) detallado y realista, y modelos de las unidades de generación.

4.1 ELEMENTOS DEL MODELO

4.1.1 AGC

El regulador de zona (AGC) es el encargado de repartir la potencia necesaria para corregir el error de zona entre las unidades disponibles. Para esto, tiene en cuenta diversas variables, como los límites técnicos de los generadores, el coste económico y la velocidad de respuesta, además de la consigna de REE y el desvío de frecuencia, entre otras (ver Figura 1).

La función de AGC empleada ha sido desarrollada por el IIT, y es similar al que utilizan las zonas españolas.

El objetivo principal del AGC es corregir el ACE siguiendo una dinámica adecuada que cumpla con los requerimientos de respuesta exigidos por el operador del sistema, minimizando los incumplimientos.

Además, tiene otros dos objetivos secundarios: minimizar el coste económico y minimizar el esfuerzo de regulación de los grupos de generación. Es importante tener en cuenta estos objetivos secundarios, ya que afectarán al comportamiento de las unidades. Por ejemplo, al tener los parques eólicos un coste variable de operación prácticamente nulo, el AGC tratará de priorizar estas unidades cuando sea necesario aumentar la generación.

Por último, es importante destacar que el AGC empleado no está adaptado a la participación de unidades eólicas en la regulación. No tiene ningún protocolo particular que tenga en cuenta las particularidades de la energía eólica, como la incertidumbre del viento.

Una descripción más detallada del regulador se puede encontrar en Egido Cortés et al., 2008 y en Egido Cortés, 2005.

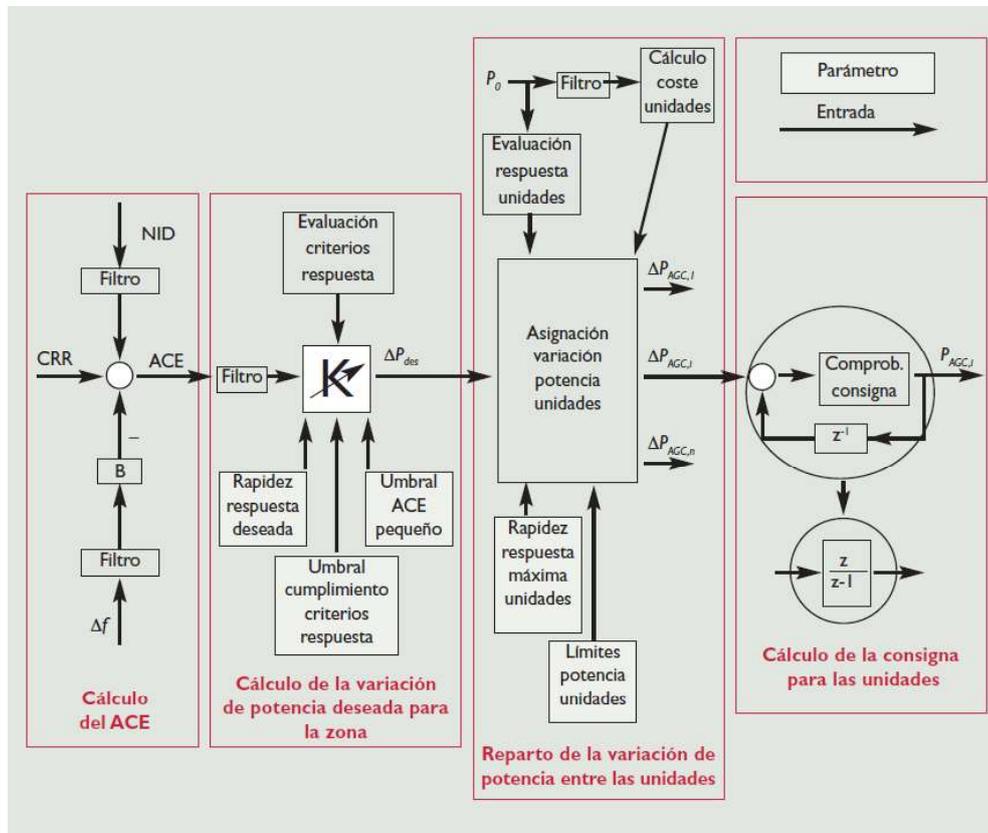


Figura 1. Diagrama simplificado de un regulador de zona. Adaptado de “Reguladores de Zona para el control Automático de Generación” (p. 39), por I. Egido et al., 2008, Anales de Mecánica y Electricidad.

4.1.2 UNIDADES CONVENCIONALES

El modelo empleado para las unidades se basa en el propuesto en Egido Cortés, 2005, (ver Figura 2). Incluye varios bloques. En primer lugar, un bloque modela la banda muerta. Este

bloque es un filtro que consigue que, ante pequeñas variaciones de consigna, no se modifique la potencia entregada. A continuación, se modelan con otro bloque los límites de rampa de subida y bajada. Esto limita la velocidad de respuesta del generador ante un cambio de consigna. También se modelan con un bloque los límites de generación máximo y mínimo y los límites de consigna.

A continuación, se incluye una planta lineal, que modela la respuesta dinámica del grupo generador.

Por último, se suma un *offset*, que puede ser positivo, negativo, o nulo. Este bloque representa la diferencia que existe en algunas unidades entre la consigna y la potencia medida a la salida

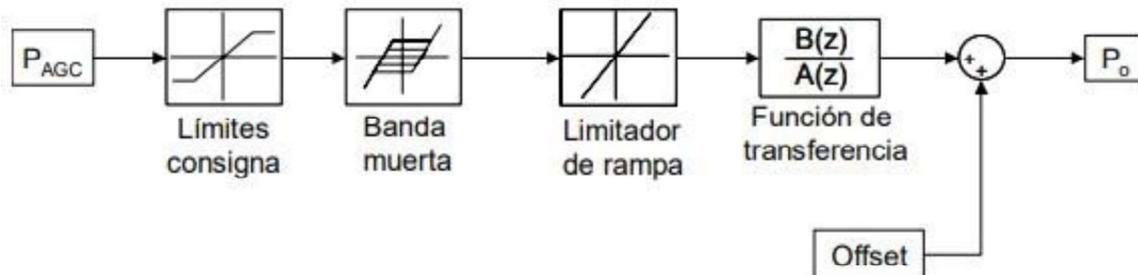


Figura 2. Esquema del modelo de grupo generador. Adaptado de Diseño de Reguladores para el control automático de generación. Por I. Egido, 2005.

4.1.3 UNIDADES EÓLICAS

En cuanto a las unidades eólicas, se emplea también un modelo detallado, que trata de capturar las dinámicas propias de este tipo de generación. Está basado en el descrito en K. Doenges et al., 2021. El modelo tiene en cuenta una planta de primer orden, limitaciones de rampa, banda muerta, y retrasos debidos a la orientación de las turbinas.

4.2 DATOS DE ENTRADA

4.2.1 DATOS ORIGINALES

Para la simulación de los distintos escenarios, se cuenta con datos reales de funcionamiento de una zona de regulación en España. En concreto, los datos incluyen:

- **Parámetros técnicos** de límites de funcionamiento de grupos de generación convencional: rampas de subida y bajada, límites técnicos de generación, *offset*, características de banda muerta.
- **Datos de funcionamiento real** de unidades convencionales para una serie de días: potencia generada, estado de regulación, potencia programada, límites de generación para cada día, potencia medida.
- **Datos de funcionamiento de unidades eólicas**: potencia programada, potencia generada, límites técnicos de funcionamiento.
- **Datos relacionados con la regulación de la zona**: banda casada para cada día a subir y bajar, CRR, desvío de frecuencia, constante de *bias*.

Es importante destacar que el modo normal de funcionamiento de los parques eólicos es seguir el punto de máxima potencia en cada instante, extrayendo la mayor potencia posible. De esta manera, se puede tomar como límite de generación conocido por el AGC para cada momento estos datos de generación originales. No obstante, esto se corresponde con un caso ideal ya que en realidad es complicado conocer el punto de máxima potencia perfectamente y solo se puede contar con estimaciones.

Todos los **datos son discretos en el tiempo**. Hay un valor cada 4 segundos, que se corresponden con la longitud de los ciclos que utiliza la función AGC en España.

4.2.2 PROCESAMIENTO DE DATOS DE ENTRADA

El objetivo de estas simulaciones es obtener datos sobre el desempeño de la zona y de los grupos que la conforman ante distintos niveles de participación de energía eólica en la generación. Para poder cumplir estos objetivos, es necesario modificar algunos de los datos

originales. Esta sección constituye una parte fundamental del proyecto, puesto que es donde se adapta el simulador de partida a las necesidades del presente estudio.

4.2.2.1 Banda Casada

En los datos originales, esta señal tiene picos y perturbaciones (Figura 3). Para simplificar el análisis se aplica un filtro, de tal manera que la banda casada sea constante en cada hora. Este es el caso más habitual en el sistema eléctrico español, donde en el mercado se vende una reserva de energía horariamente. Debido a la naturaleza de los datos, se diseña una función que establece que la banda casada para cada hora sea igual a la moda de esa hora. Se obtiene así la señal deseada (Figura 3). Utilizando la moda se consiguen eliminar los picos que aparecían esporádicamente, y sin perder el valor base.

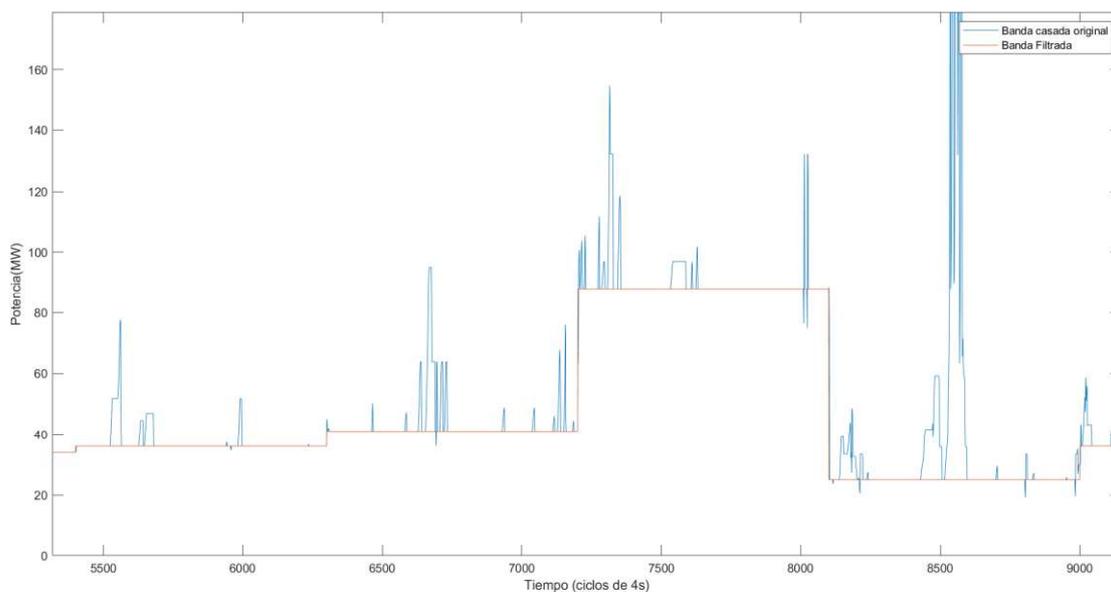


Figura 3. Detalle del funcionamiento de filtro para la banda casada.

Otro aspecto importante es que, en los datos iniciales, las plantas eólicas suponían una parte muy reducida del total. Además, en el caso particular de los datos reales que han sido proporcionados, la banda casada (y, por lo tanto, la que tiene que ser capaz de dar la zona) es menor a la banda real disponible. Esto supone que, aunque se aumente significativamente la banda eólica en el mix, el efecto en el comportamiento será pequeño, ya que la zona seguirá teniendo un amplio margen.

Dado que ésta no es la situación más habitual, en las simulaciones se ha reducido la banda de regulación ofrecida por las unidades convencionales. En concreto, (ver Figura 4) se ha ajustado para que el **total de reserva disponible sea un 20 % mayor que la banda casada en todo momento.**

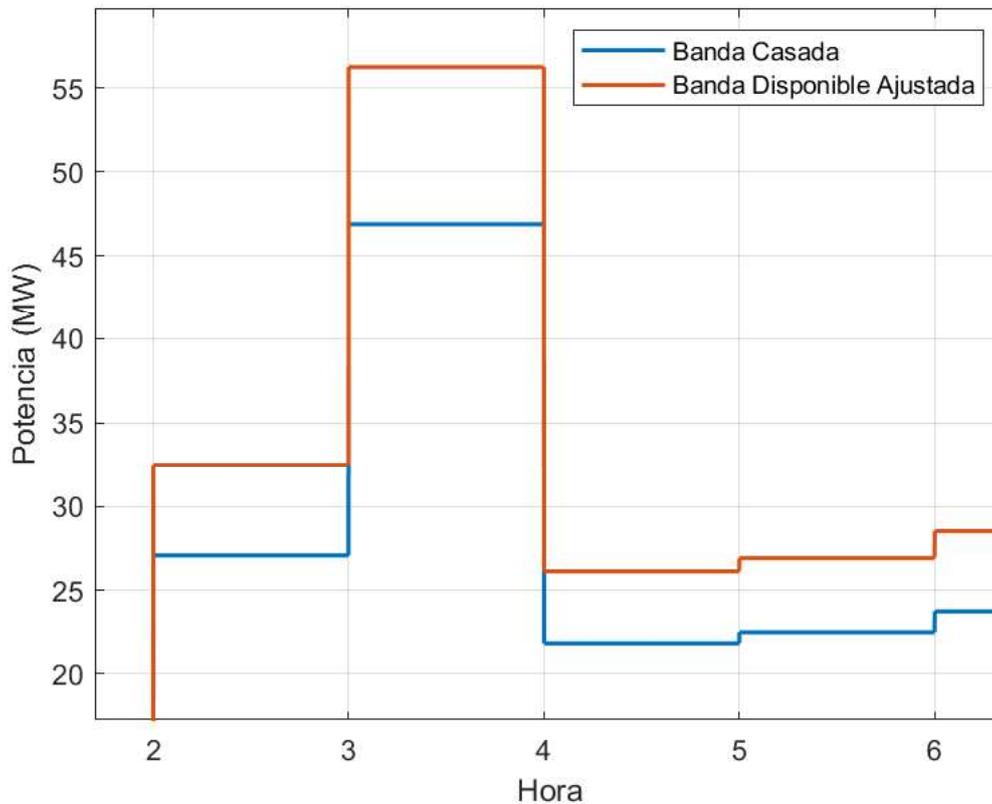


Figura 4. Detalle del ajuste de Banda Secundaria disponible.

Para realizar este ajuste, se multiplica la reserva original de cada planta convencional por un factor entre 0 y 1, buscando que la banda total sea 1.2 veces la banda casada. Sin embargo, es importante destacar que este ajuste no afecta a las unidades eólicas, que siempre ofrecen su reserva máxima.

Esto lleva a que, en ocasiones, no se pueda conseguir el valor deseado de banda total. En concreto, en escenarios con gran participación eólica, la reserva ofrecida por los parques

puede superar la banda casada, aunque toda la reserva convencional se haya reducido a cero. Es importante tener en cuenta estos casos, ya que no se cumplirán las condiciones de simulación establecidas y podrían darse resultados atípicos.

4.2.2.2 Generación parques eólicos

En la zona de regulación de los datos originales hay 6 parques eólicos, cada uno con sus datos de generación y límites técnicos.

En los días estudiados en este proyecto hay datos de poca generación eólica. Para que esta tecnología pueda tener más peso en la regulación, y poder llegar a escenarios cercanos al 100% de participación, se multiplican los datos de producción de cada uno de los 6 parques por un factor de hasta 4. De esta manera, se consigue aumentar la participación de la energía eólica en la zona, y no se pierde la característica de variabilidad, fundamental para este estudio.

No obstante, se establece como límite técnico los 50MW de potencia, el valor habitual para las plantas eólicas en España.

4.3 DISEÑO DE LA SIMULACIÓN

En primer lugar, se debe definir la banda que va a ofrecer cada parque eólico.

En general, el programa de un parque eólico trata de seguir la potencia máxima que dará el viento en cada hora. Esto es, la programación es la predicción del comportamiento del viento para cada hora. Por eso, para dejar margen a subir, **se reduce el programa a la mitad** cuando la unidad comienza a regular. A continuación, se define la **banda a subir como la diferencia entre el nuevo programa y la predicción original**, o lo que es lo mismo, 0.5 veces la programación original.

$$\text{Ec. 1} \quad BSecEol_{Up}(t) = BSecEol_{Dw}(t) = \frac{1}{2} PProg(t)$$

Donde $BSecEol_{Up}$ es la banda secundaria eólica a subir, $BSecEol_{Dw}$ es la banda secundaria eólica a bajar y $PProg$ es la potencia programada para cada hora.

Se simularán distintos escenarios, cada cual con mayor porcentaje de reserva eólica. Para ello, en cada escenario se añadirá un parque eólico a la regulación:

- El primer escenario es el caso base, ninguna de las plantas eólicas participa en la regulación, solo las unidades convencionales. Como se ha explicado anteriormente, se ha ajustado la banda disponible para que sea un 20% superior a la banda casada.
- A continuación, se simulan otros seis escenarios, en cada cuál se activa un parque eólico más, hasta que los 6 disponibles estén activos y por lo tanto, toda la energía eólica de la zona participa en la regulación.

Cabe notar que cuando los parques no están regulando, siguen su funcionamiento habitual, los reguladores de turbina intentan extraer la máxima potencia posible en cada instante.

Además, cuando las plantas eólicas no están ofreciendo regulación, su programa es el original (no dividido por 2).

También es importante remarcar que, en los distintos días en los que se simule, se conseguirán proporciones de participación eólica diferentes, ya que cada día tiene unos datos distintos de banda casada, generación, unidades convencionales que regulan, etc.

Por último, después de simular cada escenario, se recogen una serie de datos:

- ACE de la zona.
- Energía generada por las unidades.
- Energía máxima que se podría haber generado en los parques eólicos.
- Variables relativas al comportamiento de la zona.

4.4 VARIABLES PARA LA EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO

Para el análisis del comportamiento de la zona de regulación y de las unidades que la conforman, se propone calcular una serie de variables e índices. La elección de variables adecuadas para la evaluación también constituye una parte muy importante de este proyecto.

4.4.1 ACE

El ACE es el error de control de zona (*Area Control Error*). En España se define así:

$$\text{Ec. 2} \quad ACE_{\text{zona}} = \frac{NID}{G} - 10B\Delta f + CRR$$

Donde:

- NID es el desvío de potencia generada de la zona con respecto a su programa
- G es el factor de atenuación (en la actualidad $G = 5$)
- B es la constante de *bias* de la zona
- Δf es el error de frecuencia del sistema ($f_{\text{real}} - f_{\text{nominal}}$)
- CRR es la señal enviada por el operador del sistema.

El valor se calcula en la función del AGC y puede guardarse directamente como dato.

4.4.2 PORCENTAJE DE INCUMPLIMIENTOS

Para evaluar el comportamiento de la zona, se debe medir de alguna manera el incumplimiento de los criterios de respuesta. En este caso, se utilizan los criterios de respuesta del sistema eléctrico español.

Es importante definir algunas variables que se utilizan para la evaluación de la respuesta:

PGCD: es igual a la potencia que debería ser generada por la zona en este ciclo para eliminar el error de control de área (*ACE*) existente en el ciclo anterior.

PGC: es la potencia total generada en la zona por las unidades que operan en regulación.

SUM: es el valor del error filtrado. Es proporcional el error filtrado del ciclo actual más el error del ciclo anterior.

AT: es el límite permitido para la variable *SUM*. Se calcula como un porcentaje de la banda de regulación asignada a la zona en la hora correspondiente (7%), con un cierto valor mínimo (5 MW).

Una explicación más detallada de estas variables y de su cálculo se puede encontrar en el capítulo uno de Egido Cortés, 2005.

En el sistema eléctrico español, la penalización económica de una zona depende del tiempo durante el cual la zona está en emergencia (incumpliendo los criterios de respuesta).

Se considera que la zona está incumpliendo los criterios de respuesta cuando la variable *SUM* es mayor que *AT*. Para cuantificar esto, se elige el método descrito en el capítulo 5 de Egido Cortés, 2005. Se define una variable *Z* tal que:

$$Z(k) = \begin{cases} 1 & \text{si } |SUM(k)| > AT(k) \\ 0 & \text{si } |SUM(k)| \leq AT(k) \end{cases}$$

Donde *k* es una variable que representa cada ciclo de 4 segundos.

Para cuantificar el desempeño de la zona, se elige calcular la fracción de muestras (N_{inc}) que incumplen el criterio de respuesta establecido (donde $Z = 1$) para cada hora *h*.

$$\text{Ec. 3} \quad N_{inc}(h) = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N Z(k)$$

Donde *N* es el número total de ciclos de la hora *h*.

4.4.3 PROPORCIÓN DE RESERVA EÓLICA CON RESPECTO A LA BANDA CASADA

Para cuantificar la participación eólica en la regulación secundaria, se calcula el porcentaje de banda total eólica con respecto a la banda total casada. Como ambas variables cambian en el tiempo, se elige la siguiente medida:

$$B_{eólica}^{media} = 100 \cdot \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \frac{B_{eólica}(k)}{B_{casada}(k)}$$

Donde N es el número de ciclos para un día, B_{casada} es la banda casada total y $B_{eólica}$ es la banda eólica total.

4.4.4 ENERGÍA EÓLICA NO APROVECHADA

Otra característica que se evaluará es la energía eólica “desaprovechada”, qué parte de la energía potencial se termina generando, y cómo varía esta proporción conforme los parques eólicos comienzan a regular.

Para poder cuantificar esta característica, se calculará la energía máxima que se podría haber generado como:

$$E_{eol,max} = \sum_{parques} \int_0^T P_{max}(t) \cdot dt$$

Donde P_{max} es la potencia máxima posible para cada instante, que se corresponde con la generación si el parque no está participando en la regulación. T es el momento final del día.

Por otra parte, la energía real generada se calcula como:

$$E_{eol,gen} = \sum_{parques} \int_0^T P_{med}(t) \cdot dt$$

Donde P_{med} es la potencia medida a la salida del parque, es decir, la potencia generada.

Al tratarse de datos numéricos discretos, se recurre al método de integración trapezoidal.

Finalmente, el índice elegido para la evaluación será el cociente entre estas dos magnitudes, y se denomina D_{eol} .

$$Ec. 4 \quad D_{eol} = \frac{E_{eol,gen}}{E_{eol,max}}$$

4.4.5 PROPORCIÓN DE BANDA UTILIZADA. UNIDADES CONVENCIONALES

También se desea conocer cómo varía la utilización de la reserva secundaria por parte de los grupos generadores convencionales.

Para cuantificar esta proporción, se calculan los siguientes valores:

Primero, lo que denominamos potencia de regulación $P_{reg, conv}$:

$$P_{reg, conv}(t) = \sum_{unid\ conv} (P_{med}(t) - P_{prog}(t)) \cdot S(t)$$

Donde $S(t)$ es el estado de regulación, una variable lógica tal que:

$$S(t) = \begin{cases} 1 & \text{si la unidad está regulando} \\ 0 & \text{si no está regulando} \end{cases}$$

P_{med} es la potencia medida en cada grupo y P_{prog} es la potencia programada para cada grupo.

Con esta medida se consigue la potencia en cada instante debida solo a la regulación, sin tener en cuenta el programa. Además, al multiplicar por el estado S , solo se tienen en cuenta los momentos en los que el grupo generador está participando en la regulación secundaria.

A continuación, se divide esta potencia de regulación en dos funciones diferentes. Los valores positivos son los que se corresponden con regulación a subir ($P_{reg, conv}^+$). Los valores negativos son los de regulación a bajar ($P_{reg, conv}^-$).

Estas dos potencias de regulación se integran en el tiempo para obtener la “energía de regulación”, tanto para la banda a subir como para la banda a bajar ($E_{reg, conv}^+$ y $E_{reg, conv}^-$ respectivamente).

$$E_{reg, conv}^+ = \sum_{unid\ conv} \int_0^T (P_{reg, conv}^+) \cdot dt$$

$$E_{reg,conv}^- = \sum_{unid\ conv} \int_0^T (P_{reg,conv}^-) \cdot dt$$

Por otro lado, para poder comparar esta energía de regulación para distintos casos, donde la banda total puede cambiar, se divide esta energía entre la banda acumulada convencional a subir y a bajar ($E_{banda\ conv,up}$ y $E_{banda\ conv,dw}$ respectivamente):

$$E_{banda,conv,up} = \sum_{unid\ conv} \int_0^T (B_{conv,up}) \cdot dt$$

$$E_{banda,conv,dw} = \sum_{unid\ conv} \int_0^T (B_{conv,dw}) \cdot dt$$

El índice final, denominado R, queda como:

$$Ec. 5 \quad R = \frac{E_{reg,conv}}{E_{banda,conv}}$$

Puede utilizarse tanto para la banda a bajar como para la banda a subir.

Capítulo 5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1 RESULTADOS DE LA ZONA DE REGULACIÓN

El análisis de los resultados de la zona se centrará en dos casos:

Caso 1: El nivel de viento es menor al de la predicción.

Caso 2: El nivel de viento es mayor al de la predicción

5.1.1 CASO 1

Para analizar los resultados de la zona cuando el viento es menor al de la predicción, se utiliza la simulación de un día (Día 1) durante las 24 horas.

En primer lugar, es esencial comprobar cómo es la banda de regulación disponible frente a la banda casada para cada escenario, ya que, como se explicó en la página 20, es posible que, en algunos casos, conforme se añaden parques eólicos a la regulación, no sea posible mantener la relación deseada entre estas dos magnitudes.

Para ello, se analiza el valor de la banda total disponible con respecto a la banda casada. Estos datos están representados en la Figura 5. La línea negra se corresponde con la banda casada para cada hora. Las demás líneas representan la banda disponible para cada escenario de participación eólica, como viene indicado en la leyenda.

Como se puede observar, en muchas horas solo aparece una línea de color, la que representa el último escenario. Esto significa que se ha conseguido mantener el ratio deseado en todos los escenarios (todas las líneas están superpuestas).

En otras horas, la banda disponible aumenta con cada escenario. Destacan especialmente las horas {2, 21, 22, 23}. En estos casos, la banda casada es nula y en cada caso la reserva disponible aumenta. Estas horas no cumplen las condiciones de simulación deseadas, dan lugar a observaciones atípicas, y por lo tanto se omiten del estudio.

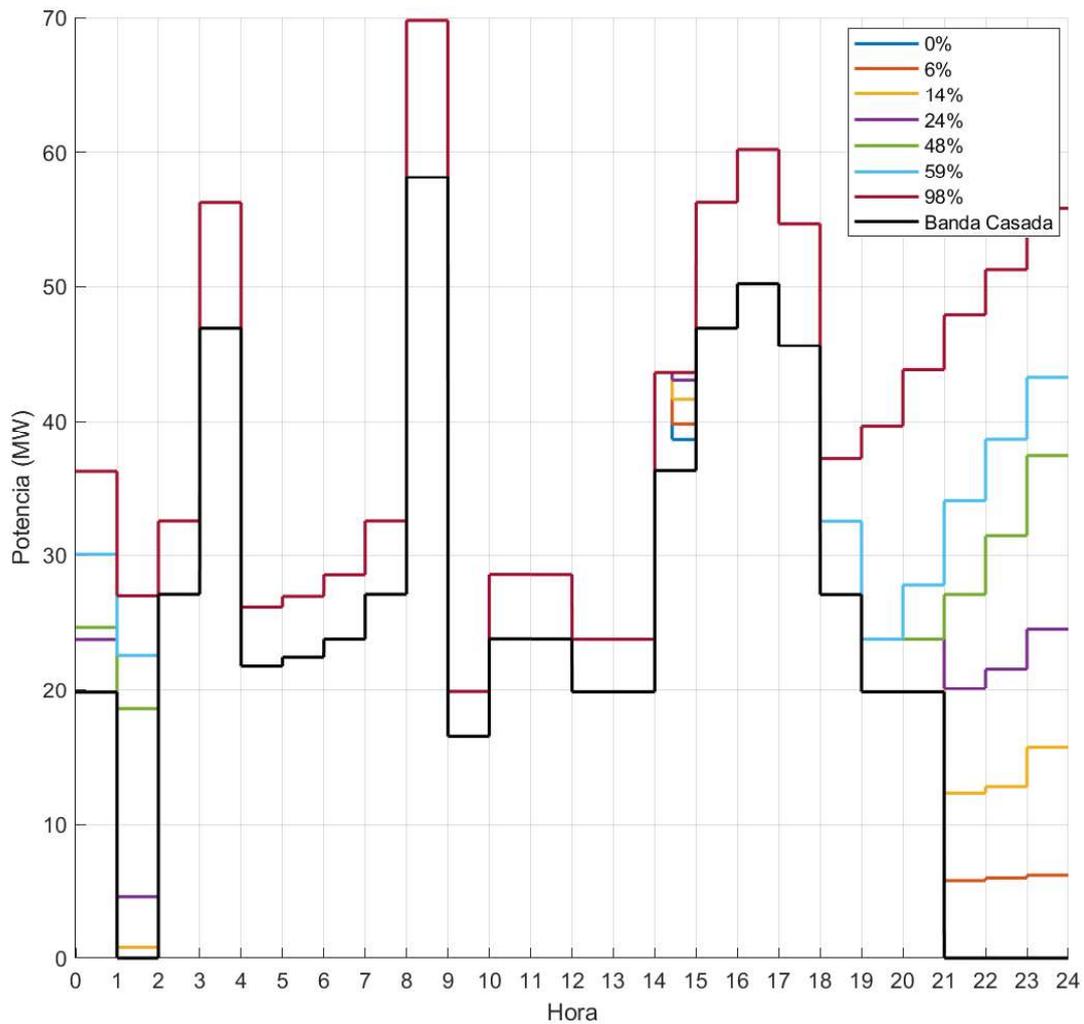


Figura 5. Banda casada y banda disponible. Día 1

5.1.1.1 Comportamiento del viento

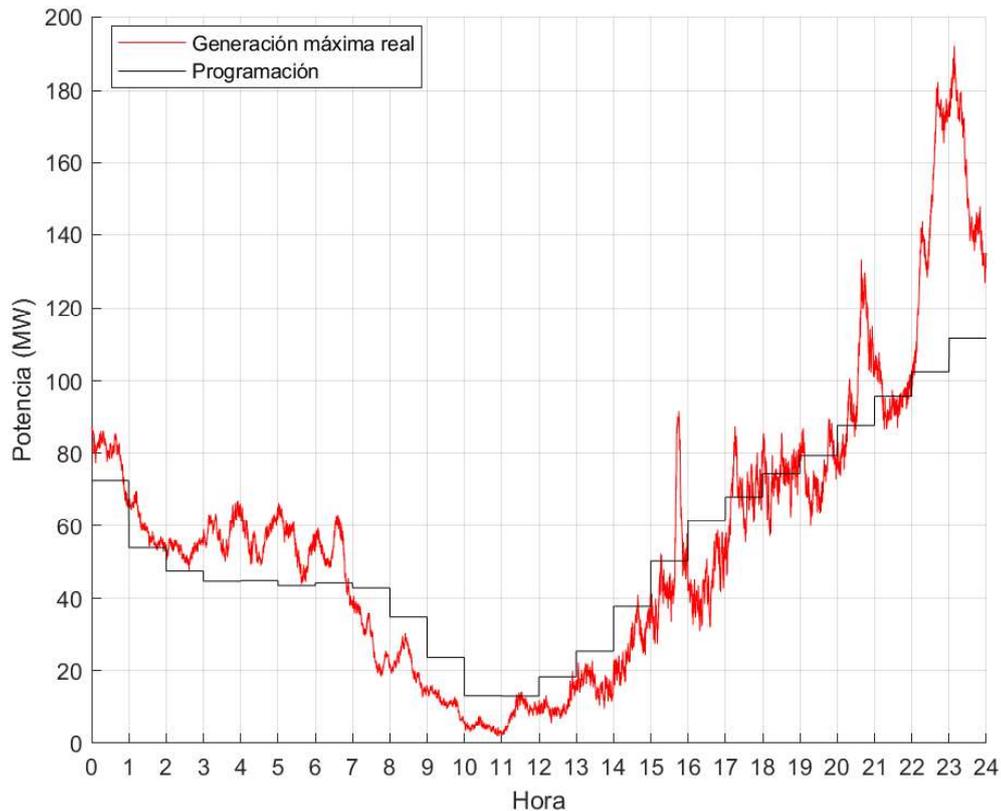


Figura 6. Comportamiento del viento en el total de la zona de regulación. Día 1

En la Figura 6 se muestra la predicción del viento para el día 1 y la generación máxima real. Se puede observar cómo, a grandes rasgos, la generación máxima oscila en torno al programa. Sin embargo, para cada hora individual, pueden aparecer errores de predicción considerables. Por ejemplo, durante las horas centrales del día (de 7 a 17), el nivel de viento está sistemáticamente por debajo de la predicción. Por el contrario, al principio y al final del día el error es el opuesto, hay más viento del esperado.

5.1.1.2 Resultados Generales de la Zona

En esta sección se presentan los resultados generales de la zona de regulación.

En primer lugar, se representa el índice de porcentaje de incumplimientos N_{inc} (Ec. 3) para cada hora y cada escenario de participación eólica. Se han omitido las horas que no cumplían las condiciones de simulación.

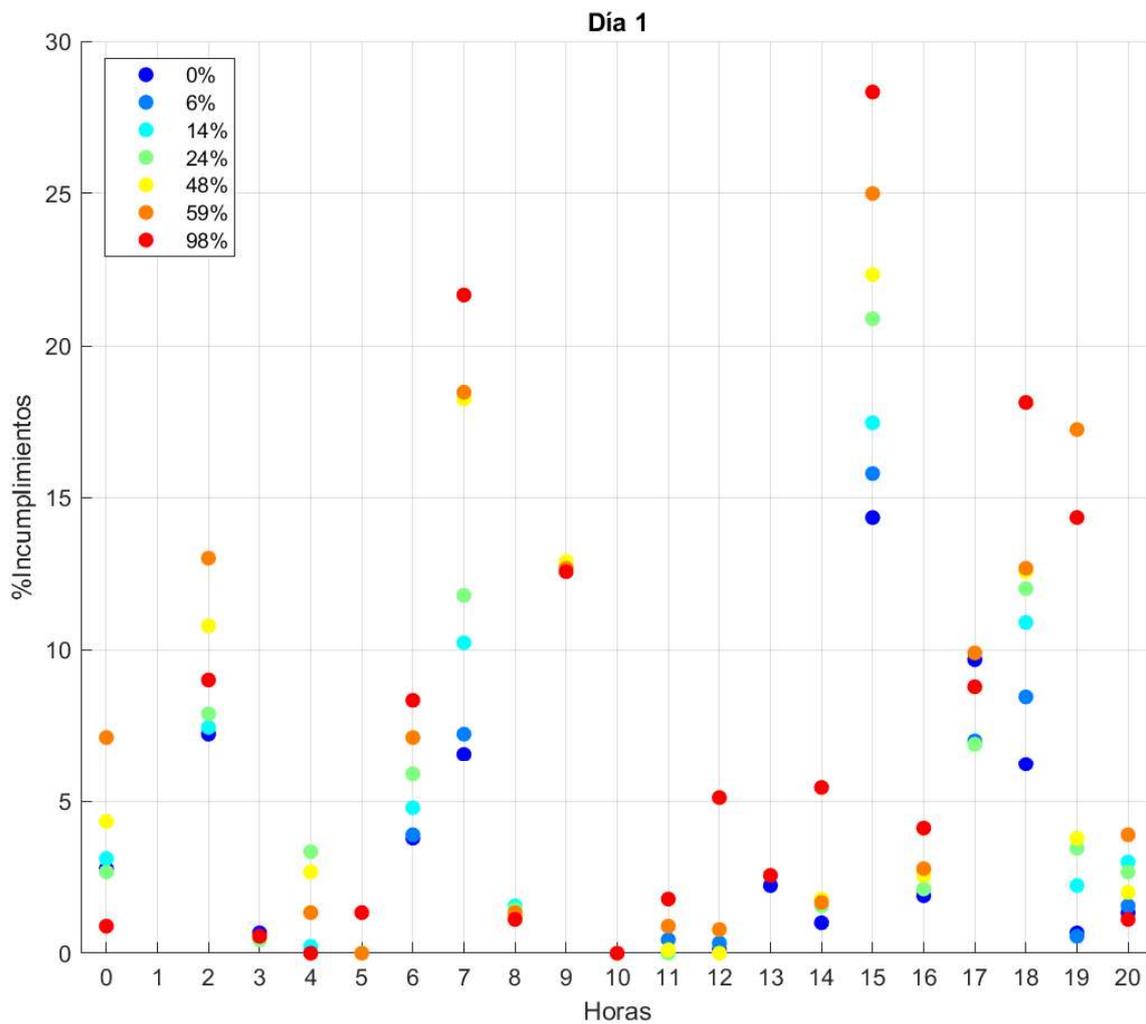


Figura 7. Porcentaje de incumplimientos para cada hora y escenario de participación eólica. Nota: la leyenda se refiere a valores de banda media eólica ($B_{med,eol}$). Día 1

En la Figura 7 se puede observar que la tendencia general es un mayor incumplimiento conforme aumenta la participación eólica en la regulación. Sin embargo, no en todas las horas hay el mismo crecimiento. En algunos casos hay una mayor dispersión en los resultados para los distintos escenarios.

Para poder determinar la razón de estas dispersiones, se analiza en más detalle el comportamiento de la zona. Se analizan por separado dos casos significativos, correspondientes con la hora 7 y la hora 9.

5.1.1.3 Hora 7

Para analizar en detalle el comportamiento de la zona, se estudian diversas variables. Se repite en esta sección una breve explicación para mejor comprensión de los resultados:

PGCD: representa la potencia que debería generar la zona en cada ciclo para eliminar el error de zona (*ACE*), con la dinámica de la respuesta más rápida permitida.

PGC: La potencia real generada en la zona por las unidades que están regulando.

SUMI: Valor de la potencia generada por la zona si la respuesta fuese más lenta permitida

Por lo tanto, para que la zona no tenga error, **la potencia generada por la zona (PGC) debe evolucionar manteniéndose entre la respuesta más rápida (PGCD), y la más lenta (SUMI)**. Si la respuesta de la zona sale de estos límites, incurre en un error en la respuesta. El operador del sistema permite cierto margen para este error antes de determinar que la zona está incumpliendo. El error, llamado *SUM*, debe mantenerse dentro de unos márgenes, denominados *AT*.

Durante la hora 7, y en especial durante la segunda mitad, el AGC demanda un aumento de generación considerable. Se puede observar en la gráfica superior de la Figura 8 como la variable *PGCD* aumenta hasta el límite de reserva. Durante buena parte de la hora, se está utilizando prácticamente toda la reserva a subir de la zona. En el caso base, donde no hay regulación eólica, esto no supone un gran problema; las unidades de generación convencionales incrementan su producción de energía lo que les indica la consigna del

regulador de zona. No incurren apenas en incumplimientos, la variable SUM se mantiene dentro de los límites permitidos, como se puede ver en la gráfica inferior de la Figura 8.

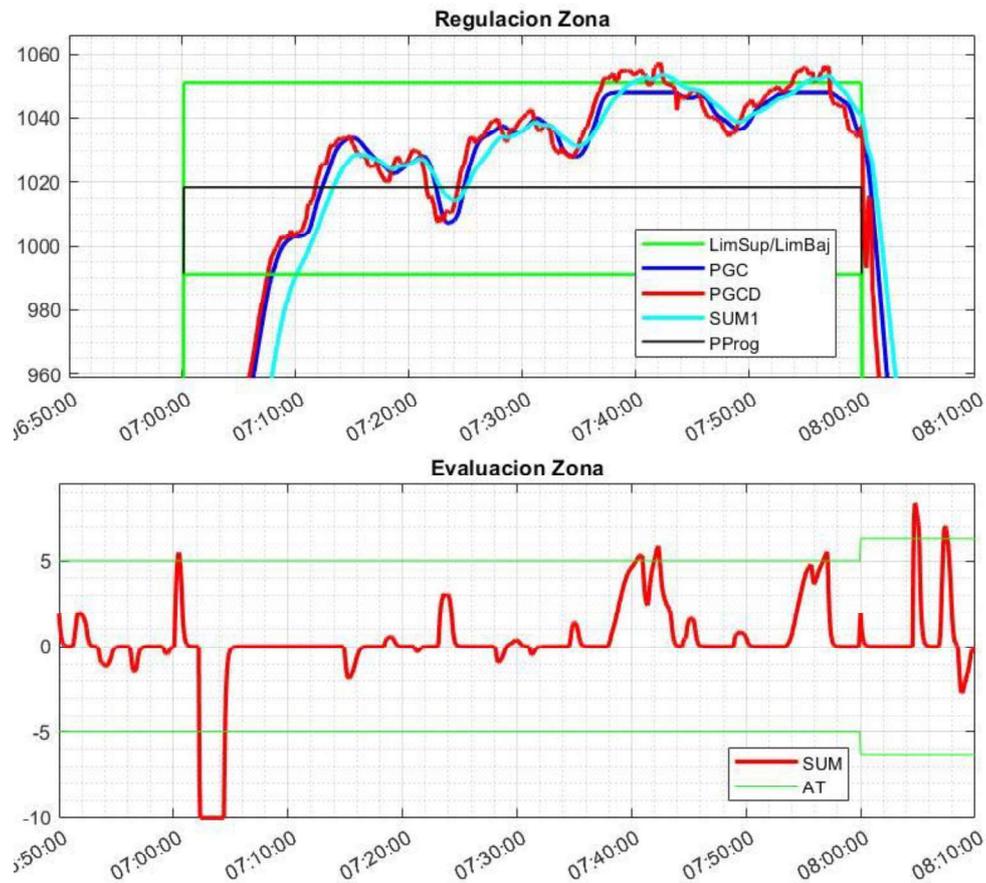


Figura 8. Comportamiento de la zona de regulación. Hora 7. Día 1. Escenario base.

Al sustituir progresivamente esta reserva proporcionada por unidades convencionales por unidades eólicas, entra en juego la incertidumbre de cuál será la capacidad de generación. En este caso, el viento disponible es mucho menor del predicho (Figura 6). En particular, en la segunda mitad de la hora, la capacidad de generación no llega a la mitad de la programada.

Las consecuencias de este error en la predicción se pueden observar con claridad en la Figura 9. El **límite superior de generación ha disminuido** considerablemente, pero el AGC sigue solicitando la misma respuesta. La variable PGC (potencia de la zona) queda por debajo de

SUM1 (respuesta más lenta permitida), como se puede ver a partir de las 07:30, en la gráfica superior de la Figura 9. Esto se traduce en un **incremento de incumplimientos** considerable en la segunda mitad de la hora. Cuando antes la variable SUM se mantenía dentro de los límites permitidos (AT), ahora los supera durante largos periodos de tiempo. Es por esta razón que se observa una gran dispersión en el eje y de la Figura 7. Cuanto más participa la energía eólica en la regulación, más disminuye la reserva a subir y más aumentan los incumplimientos. En este caso concreto, los incumplimientos llegan a triplicarse.



Figura 9. Detalle funcionamiento de la zona de regulación en la hora 7. Escenario máxima regulación eólica (98%). Día 1.

5.1.1.4 Hora 9

En este apartado se presenta el detalle del comportamiento de la zona de regulación durante la hora 9. Se representan las variables relevantes a la respuesta dinámica de la zona en la Figura 10.

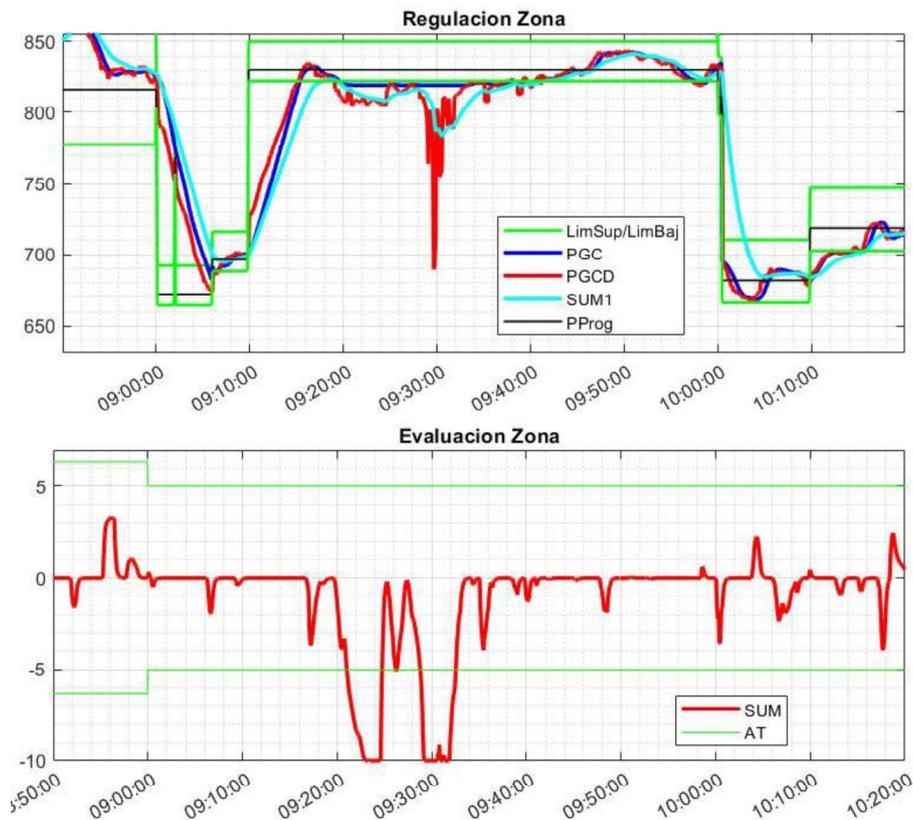


Figura 10. Detalle del funcionamiento de la zona de regulación durante la hora 9.

Escenario base (0% regulación eólica). Día 1.

Durante la hora 9, también hay un considerable error en la predicción del viento. Sin embargo, **en este caso, el regulador de zona solicita disminuir la generación** de potencia activa. Esto se puede ver en la gráfica superior de la Figura 10, la variable PGCD (respuesta requerida para eliminar el ACE) alcanza valores especialmente bajos alrededor de las 09:30. Además, en general, esta variable se mantiene por debajo del programa, lo que indica que el AGC solicita una disminución de la potencia generada. Para la mayor parte de esta hora, se

emplea la reserva secundaria a bajar para regular. Esto es importante ya que un error en la predicción del viento apenas cambia esta reserva. El viento tendría que caer a menos de la mitad del esperado para empezar a afectar a la banda a bajar. Esto se puede comprobar visualmente en la Figura 11. Aunque la reserva disponible a subir disminuye, esto no se traduce en un aumento de incumplimientos, ya que el AGC no demanda apenas aumentar la generación. También se aprecia que el límite inferior de generación no se ha modificado a pesar del error del viento. De ahí que no aumenten los incumplimientos conforme aumenta la participación eólica y en la Figura 7 quede un grupo de puntos muy agrupados.

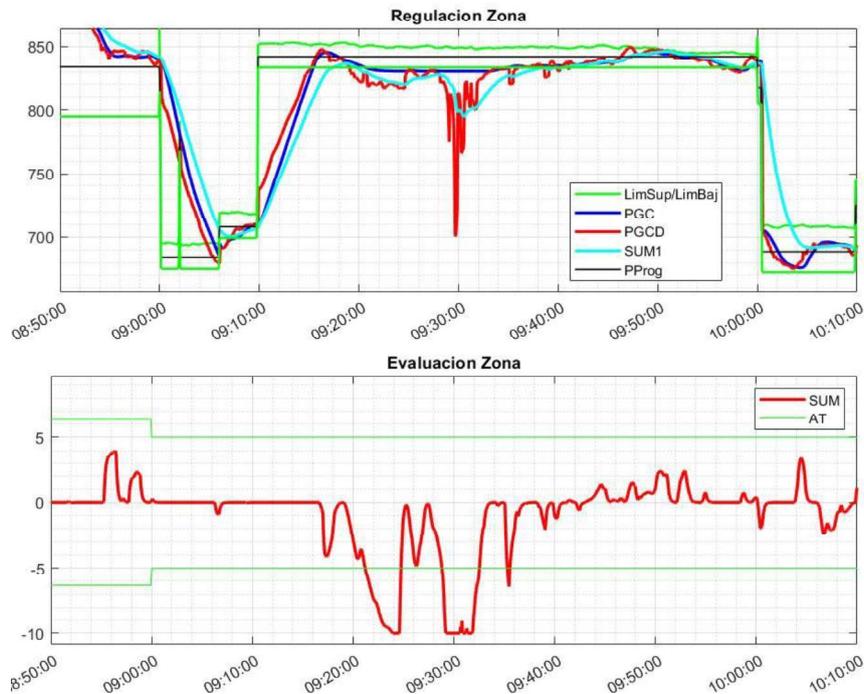


Figura 11. Detalle funcionamiento de la zona de regulación durante la hora 9. Escenario máxima regulación eólica (98%). Día 1.

5.1.2 CASO 2

Para el análisis del Caso 2 (nivel de viento mayor del esperado), se emplean los resultados de otro día (día 2) durante las 24 horas. En este caso, la banda casada no es nula en ninguna hora y no hay que omitir horas en el análisis.

Cabe recordar que, al ser días diferentes, hay distintos valores de banda casada, generación, programa y otras variables, por lo que los niveles de penetración eólica varían. Esto no afecta al análisis conceptual. Se siguen consiguiendo siete escenarios con niveles crecientes de participación eólica en la regulación.

5.1.2.1 Comportamiento del viento

En esta sección se presenta el comportamiento del viento durante el día 2. Se presenta en la Figura 12 la predicción del viento y el comportamiento real para el día 2.

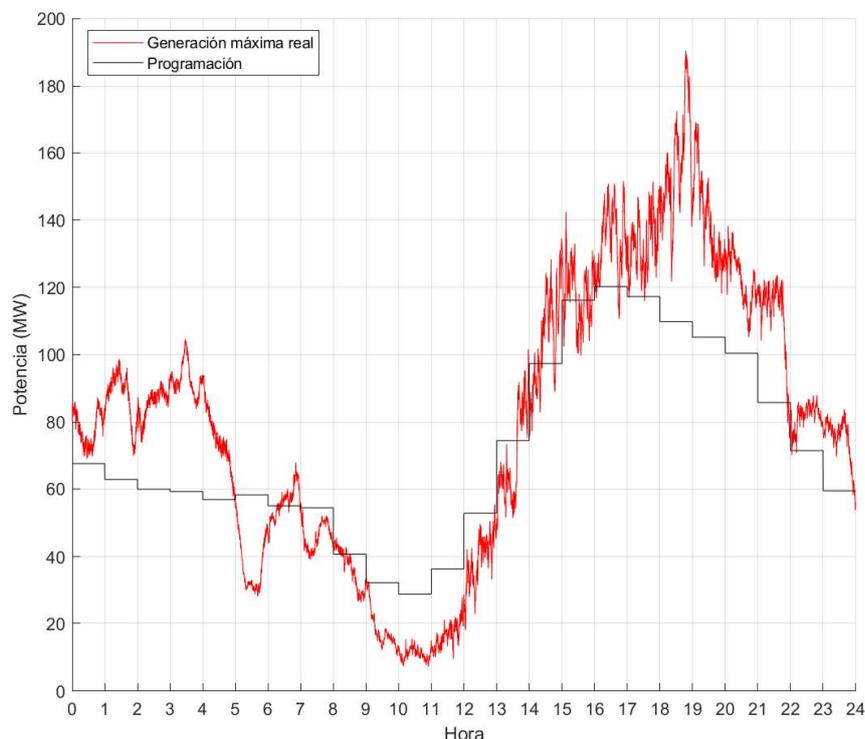


Figura 12. Comportamiento del viento. Día 2

5.1.2.2 Resultados generales de la zona

En esta sección se muestran los resultados generales de la zona de regulación durante el día 2. En la Figura 13 se representa el índice de porcentaje de incumplimientos N_{inc} (Ec. 3) para cada hora y cada escenario de participación eólica.

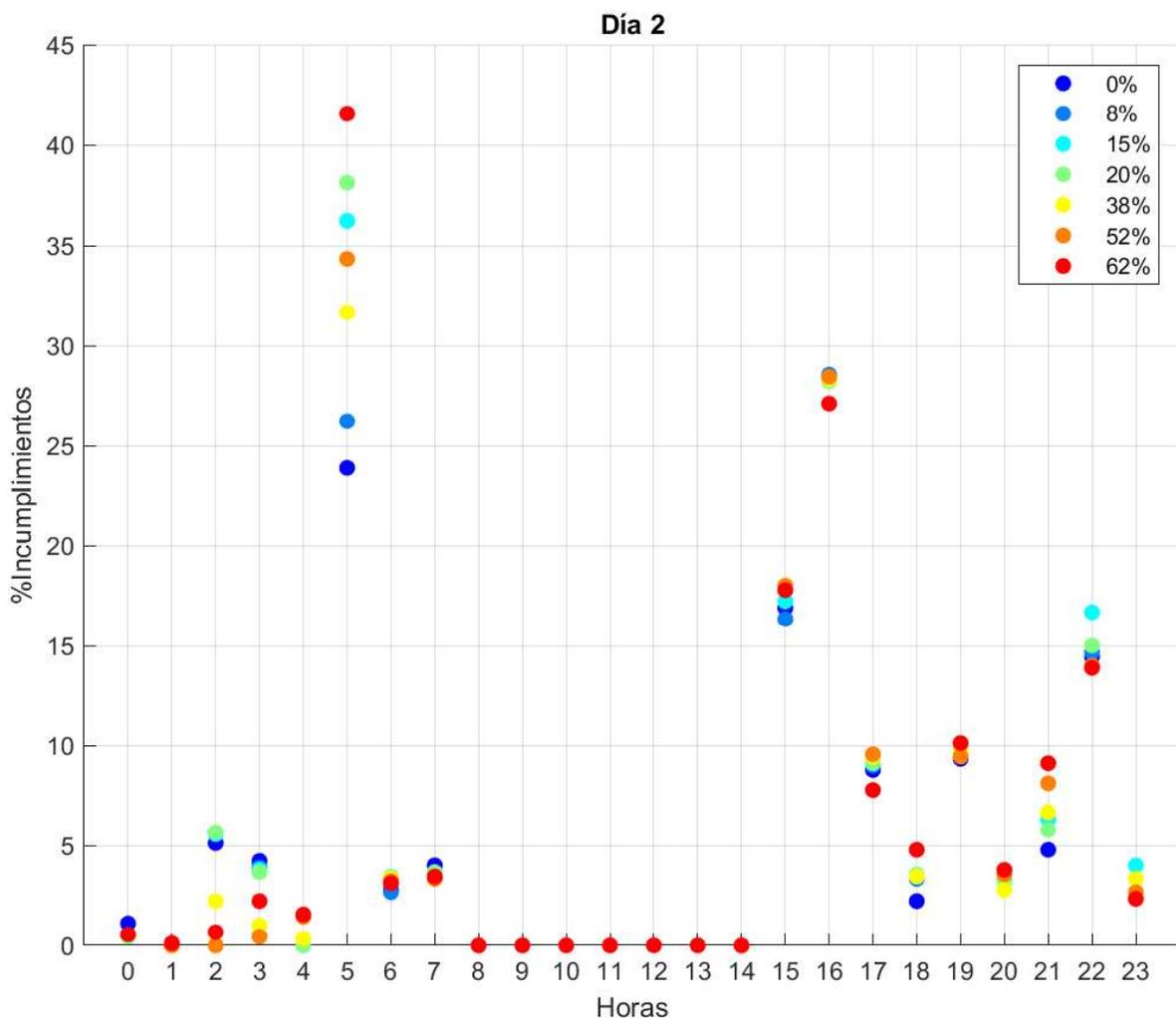


Figura 13. Porcentaje de incumplimientos para cada hora y escenario de participación eólica. Nota: la leyenda se refiere a valores de banda media eólica ($B_{med,eol}$). Día 2.

En este día no se aprecia una tendencia tan clara como en el anterior. Hay menor dispersión de puntos en la Figura 13. Destaca la hora 5, donde ocurre lo mismo que se explicó en el caso 1. El AGC demanda subir la generación, pero el viento es menor que la predicción.

Sin embargo, hay otras horas donde los resultados de la zona mejoran conforme se sustituye la regulación convencional por eólica. Se analizan a continuación dos ejemplos particularmente interesantes: la hora 2, y la hora 16, donde los incumplimientos disminuyen con los progresivos escenarios, pero por distintas razones.

5.1.2.3 Hora 2

Durante la hora 2, el desempeño de la zona mejora conforme aumenta la regulación eólica.

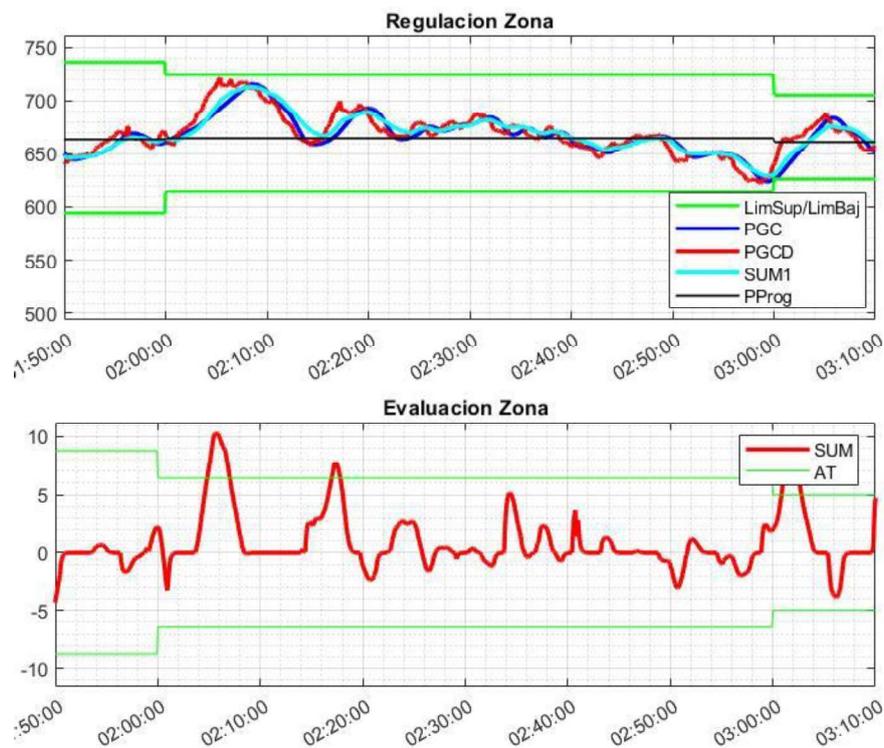


Figura 14. Resultados de la zona de regulación durante la hora 2. Día 2. Escenario base (0% regulación eólica).

En la Figura 14, correspondiente con el escenario base (sin regulación eólica) se puede observar que las consignas del AGC más relevantes son para aumentar la generación. En concreto, durante los primeros 40 minutos de la hora, la variable PGCD se mantiene por encima del programa (gráfica superior Figura 14). En los primeros minutos, la zona no es

capaz de aumentar con suficiente rapidez e incurre en incumplimientos dinámicos. La variable SUM supera los límites (AT) (ver la gráfica inferior de la Figura 14).

Sin embargo, al comenzar los parques eólicos a participar en la regulación, los incumplimientos se reducen hasta casi desaparecer. Esto se debe principalmente a que el **viento durante la hora 2 es mayor del esperado** (Figura 12), lo que se traduce en **que la reserva a subir efectiva es superior a la del escenario base**. Esto supone más potencia disponible para responder a las consignas del regulador de zona y, por lo tanto, una mejor respuesta (Figura 15).

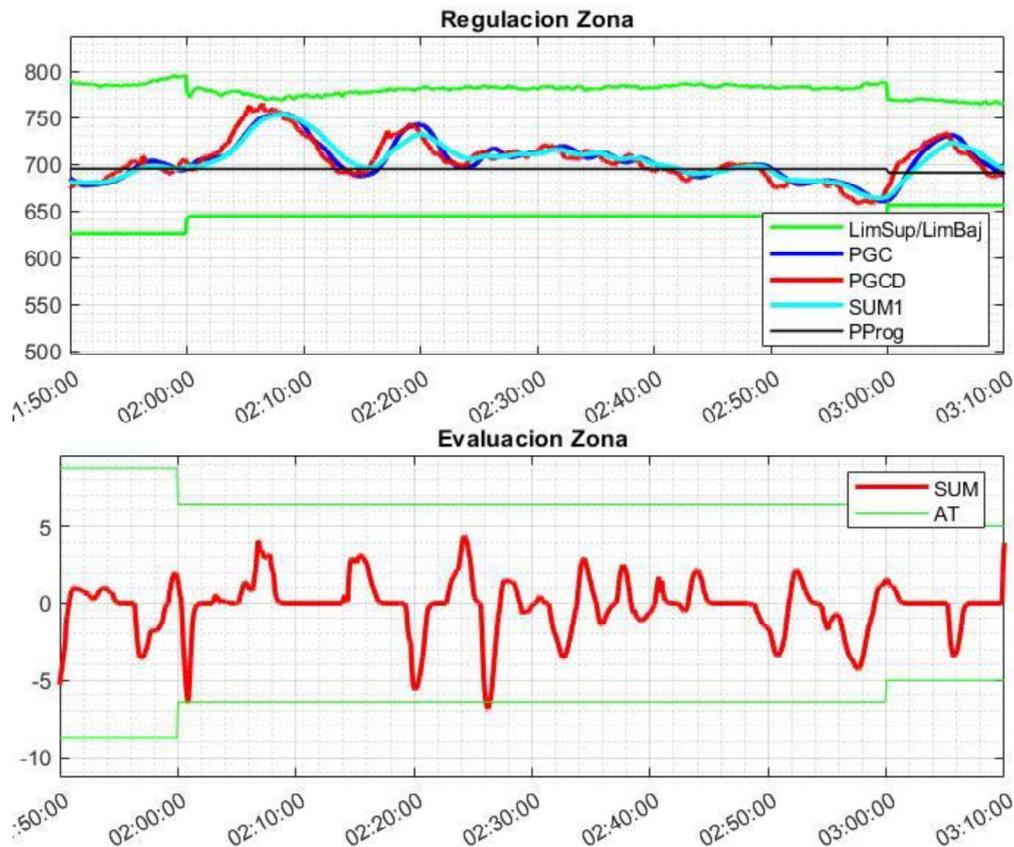


Figura 15. Resultados de la zona durante la hora 2. Día 2. Escenario de máxima regulación eólica.

5.1.2.4 Hora 16

En la hora 16, el nivel de viento también es mayor al esperado. Sin embargo, el comportamiento del regulador de zona es diferente. En esta situación, el **AGC solicita disminuir la generación**. La variable PGCD, que indica la respuesta necesaria para eliminar el ACE, se mantiene constantemente por debajo del programa como se puede observar en la gráfica superior de la Figura 16. Las unidades reducen lo máximo posible dentro de su banda, pero no es suficiente y se producen incumplimientos en los criterios de respuesta.

Aun así, la **introducción de energía eólica en la regulación mejora la respuesta**, como se ve en los resultados generales de la zona (Figura 13)



Figura 16. Resultados de la zona durante la hora 16. Día 2. Escenario base (0% regulación eólica).

Sin embargo, cabe recordar que los errores en la predicción del viento apenas afectan a la banda a bajar. Por cómo está definida, es siempre la mitad del programa, y aunque finalmente haya más capacidad de la esperada, esta banda no cambiará.

La mejora en los incumplimientos se debe a otra razón. Como se explicó anteriormente, en el cálculo del ACE hay un término que representa el desvío de generación de la zona con respecto a la programada (Ec. 2). A mayores desvíos de generación, más contribuye este término al valor del ACE.

Por otro lado, también se ha expuesto que cuando los parques eólicos están en funcionamiento normal, sin regular, operan siguiendo el punto de óptimo de generación, produciendo la máxima potencia posible. En el caso de la hora 16, en el escenario base se **está generando más potencia de la programada, lo que causa un desvío que contribuye al ACE.**

Sin embargo, cuando las unidades eólicas entran en modo de regulación, el AGC puede disminuir la potencia que entregan al sistema, lo que significa que puede corregir el término *NID* y reducir el error de la zona. Esto se traduce finalmente en una mejora en la respuesta.

Otra manera de entenderlo es que, cuando un parque eólico que está generando más que su programa comienza a regular, tiene una banda efectiva desde el punto donde estaba operando hasta cero. Por eso, **en casos en los que el AGC solicita disminuir la generación, si las plantas eólicas pasan a modo regulación pueden mejorar los resultados de la zona,** especialmente si estaban operando por encima de lo previsto.

Este fenómeno se puede ver en los momentos cercanos a las 16:00 horas. Cuando las plantas eólicas no estaban regulando, la variable *PGCD*, solicitaba disminuir la generación hasta valores de alrededor de 1100 MW, como se puede ver en la gráfica superior de la Figura 16. Sin embargo, la respuesta necesaria en el escenario de máxima participación eólica es de 1165 MW (gráfica superior de la Figura 17). No es necesario disminuir tanto la generación al haber un menor ACE.



Figura 17. Comportamiento de la zona. Hora 16. Día 2. Máxima participación eólica.

5.2 RESULTADOS RELATIVOS A LAS UNIDADES INDIVIDUALES

En este apartado se analiza el impacto que tiene el aumento de participación eólica en la regulación secundaria de la zona en las unidades de generación, tanto eólicas como convencionales.

5.2.1 UNIDADES EÓLICAS

En cuanto a los parques eólicos, se analiza la cantidad de energía que se deja de generar por participar en la regulación. Esta medida, llamada a veces vertido o *spillage*, es importante económicamente, ya que la energía eólica tiene un coste variable de producción prácticamente nulo. La potencia que se deja de generar supone un gran coste de oportunidad.

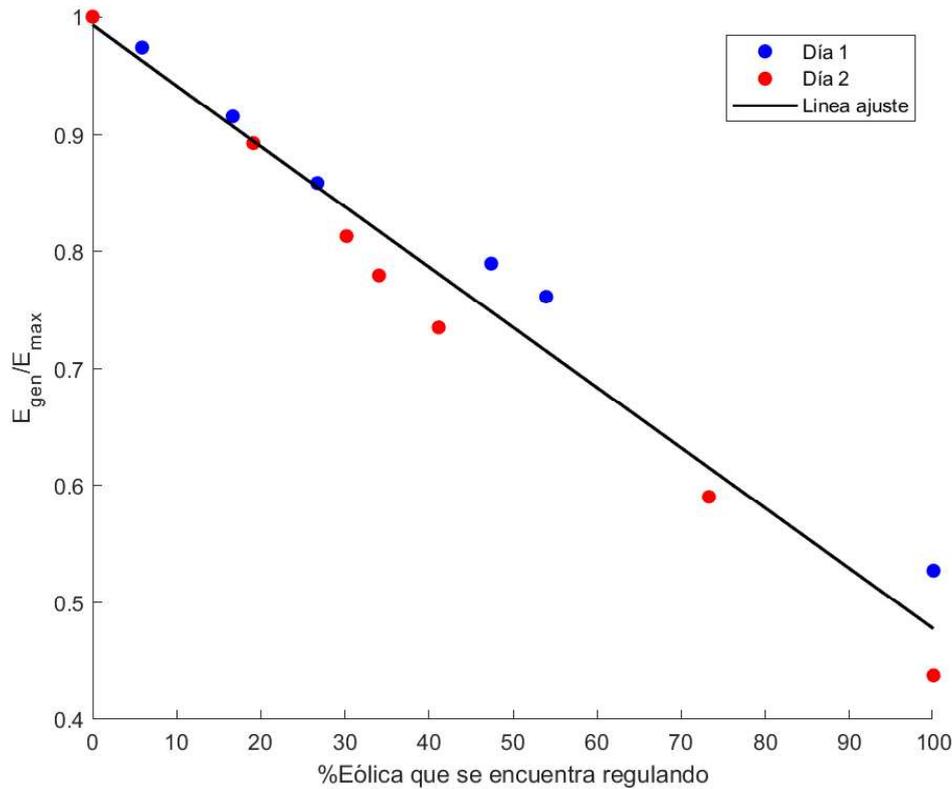


Figura 18. Cociente entre energía generada y potencial para distintos escenarios y días.

En la Figura 18 se muestran los resultados del índice descrito en la Ec. 4, que representa la relación entre la energía máxima generable y la que realmente se genera cuando los parques regulan.

Es importante destacar que, en este caso, no se usa para el eje de abscisas el porcentaje de participación eólica en la regulación. Se emplea en su lugar la proporción de energía eólica que se encuentra regulando, ponderando cada parque por su energía máxima extraíble en ese día. Es decir, una medida que refleja cuánta potencia (eólica) del total está destinada a la regulación. Esta medida es más relevante para el análisis.

Se representan los resultados de los dos días analizados, y la recta de regresión lineal estimada.

$$y = \beta_0 + \beta_1 x$$

Con: $\beta_0 = 0.9932$ $\beta_1 = -0.005156$ y un valor de $R^2 = 0.9669$, lo que indica un buen ajuste.

Este resultado sugiere que la participación eólica en la regulación supone un vertido de aproximadamente la mitad de la energía. No obstante, es necesario repetir el experimento con muchos más datos para comprobar con seguridad este ajuste.

De todas formas, los resultados muestran **una correlación negativa entre el aprovechamiento de energía eólica y la participación en la regulación**. Esto es lo esperado, ya que cuando un parque eólico empieza a regular, deja de seguir el punto de máxima potencia para pasar a seguir la consigna del AGC, lo que implica operar en puntos sub-óptimos.

A modo ilustrativo, se muestra a continuación el comportamiento de una planta eólica cuando se encuentra regulando para el día 1, en el escenario de máxima regulación eólica (98% de la banda casada) (Figura 19). La planta aumenta o disminuye su generación siguiendo la consigna del regulador de zona. Como en este escenario la energía eólica debe cubrir prácticamente toda la regulación, a veces debe disminuir hasta cero. El AGC no puede mantener siempre esta planta en valores cercanos al máximo. El criterio de respuesta se impone al criterio económico.

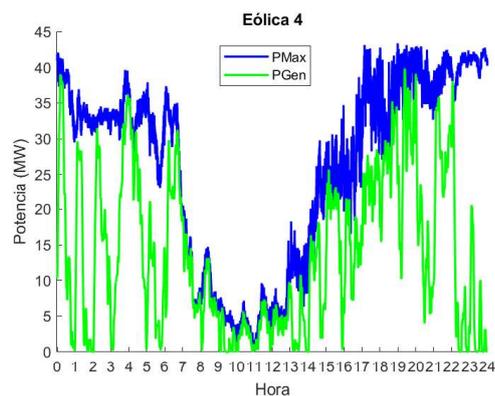


Figura 19. Planta eólica regulando.

5.2.2 UNIDADES CONVENCIONALES

En cuanto a los grupos generadores convencionales, se emplea el índice R (Ec. 5), que mide la proporción de banda utilizada para cada escenario de participación eólica. Se muestran los resultados a continuación en la Figura 20.

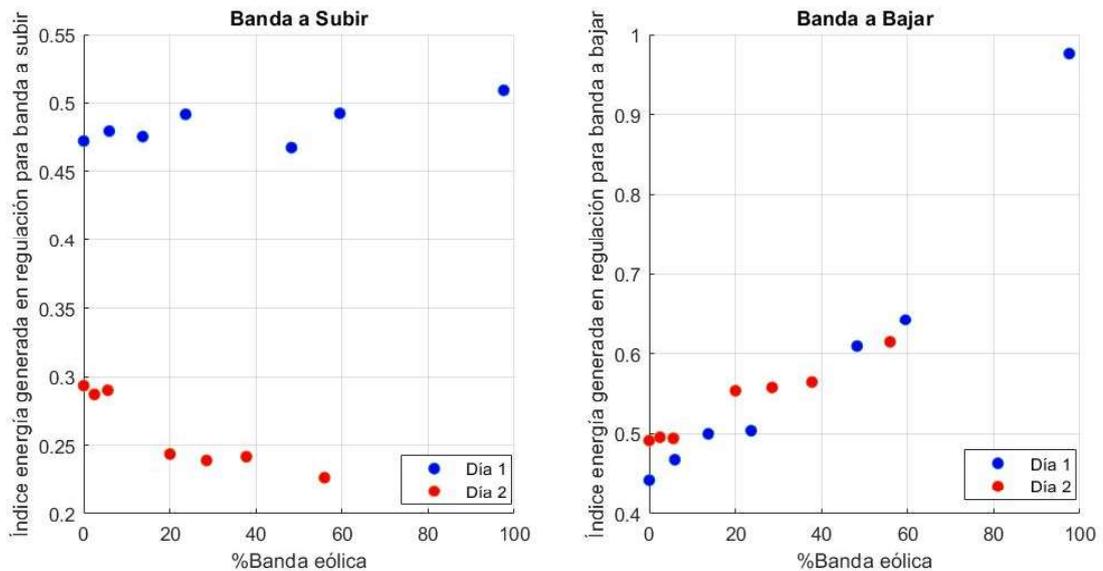


Figura 20. Índice R de energía generada en regulación para cada escenario

La función de AGC usada en esta simulación intenta, en general, que los parques eólicos generen lo máximo posible, porque tienen un menor coste de operación. Es decir, si se necesita aumentar la generación para intentar eliminar el ACE, el regulador de zona preferirá que aumenten su potencia las unidades eólicas antes que las convencionales. De igual manera, si es necesario reducir la generación, el AGC preferirá que reduzcan las unidades convencionales.

Esto explica que conforme haya más participación del viento en la regulación de la zona, las unidades convencionales pasen a ocuparse de reducir la potencia entregada cuando sea necesario. Este hecho se aprecia con claridad en la proporción de banda a bajar utilizada, cada vez es mayor.

En cuanto a la proporción de banda a subir, este fenómeno no se puede apreciar con tanta claridad. En este comportamiento entra otro factor importante que altera los resultados: el error de predicción de viento. Como se ha comprobado en apartados anteriores, cuando el nivel de viento es menor del esperado, la banda efectiva a subir disminuye. Esto provoca que el AGC no pueda siempre emplear las unidades eólicas para subir. Cuando se dan este tipo de errores de predicción, las unidades convencionales tienen que aumentar su actividad en la regulación a subir.

Es por esto por lo que, en el día 1, no se aprecie una disminución clara en el índice R para la reserva a subir. Hay que recordar que en este día había niveles de viento menores a los esperados en horas críticas.

Sin embargo, sí se observa más claramente en el día 2, donde el viento era superior al esperado durante grandes periodos de tiempo.

A pesar de esto, un aumento de participación eólica en la zona conlleva en general un ahorro de energía convencional. Al aumentar la utilización de la banda a bajar, y aunque el uso de banda a subir permanezca constante, disminuye la energía neta generada.

Capítulo 6. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

En este Trabajo de Fin de Grado, se ha estudiado el impacto de la inclusión de energía eólica en el servicio de regulación secundaria. En particular, se ha analizado el impacto en los resultados de la zona respecto al cumplimiento de los criterios de respuesta y el comportamiento de las unidades de generación.

Las conclusiones más importantes del proyecto son:

1. La introducción de la energía eólica en la regulación secundaria implica una gran incertidumbre respecto al comportamiento de la zona.
2. La **variable crítica** que determina cómo afectará a la zona la participación de energía eólica es el **error en la predicción del viento**. Si el viento es mayor del esperado, no habrá empeoramiento en la respuesta de la zona. Si el viento es menor del esperado, pueden darse horas críticas en las que los incumplimientos de los criterios de respuesta aumenten en gran medida.
3. Un **nivel de viento mayor del predicho mejora el desempeño de la zona**. Esto se debe a dos razones:
 - i) Por una parte, habrá **más banda de regulación efectiva disponible** que en el escenario base, lo que permitirá una mejor respuesta en caso de consignas de incrementar la generación por parte del AGC.
 - ii) Por otra parte, cuando los parques eólicos comienzan a regular, **pueden reducir el desvío de generación de la zona** y por lo tanto también en el ACE. Cuando las plantas eólicas están operando normalmente (sin regular) generan siempre la máxima potencia posible. En los casos donde hay más viento del esperado, esto implica un desvío en la generación de la zona. Sin embargo, cuando las plantas entran en modo de regulación, pueden bajar su generación, y así ayudar a reducir el desvío.

4. Un **nivel de viento menor del esperado puede conllevar empeoramientos** significativos en la respuesta de la zona:
 - i) La **reserva secundaria efectiva a subir será menor**, lo que impide a la zona responder adecuadamente ante señales del AGC que soliciten subir la generación. En los casos donde el error de la predicción es muy significativo, en las horas críticas se puede llegar a duplicar o triplicar los incumplimientos.
 - ii) Sin embargo, en los casos en los que la consigna del regulador sea disminuir la producción, el impacto en los incumplimientos es mínimo.
5. El funcionamiento en modo regulación en los parques eólicos implica **operar en puntos sub-óptimos de generación**. Esto se traduce en un **vertido de hasta la mitad de la energía** que se podría generar. Este “desaprovechamiento” de energía supone un gran coste de oportunidad, ya que esta energía tiene unos costes variables asociados prácticamente nulos.
6. En general, **la introducción de regulación eólica en una zona implica un ahorro de energía generada en los grupos de generación convencional**. Debido al funcionamiento del AGC, que trata de minimizar el coste económico de la regulación, las unidades convencionales tienden a aumentar su utilización de reserva a bajar, lo que se traduce en una reducción neta de energía generada.
7. A pesar del aumento de incertidumbre en el comportamiento de la zona al aumentar la participación eólica en la regulación, **valores bajos de penetración no suponen riesgos excesivos**. Hasta un 15% de participación, el empeoramiento de la respuesta de la zona en las horas críticas no es exagerado. Tampoco lo es el vertido de energía eólica.

A partir de la realización de este Proyecto surgen diversos temas interesantes de explorar en trabajos futuros:

1. Repetir las **simulaciones con una muestra de datos más grande**. Si es posible, con todo tipo de días en cuanto a nivel de viento, errores de predicción, contingencias, valores de ACE, etc. Un mayor número de datos permitiría obtener resultados más sólidos.
2. **Optimización de las ofertas de banda** por parte de los parques eólicos. En este proyecto se ha considerado ofertar toda la banda posible, considerando en cierto modo que la predicción del viento se va a cumplir. Sería interesante analizar ofertas más conservadoras (ofrecer por ejemplo solo un 40% de la banda prevista) y cómo cambia el desempeño de la zona.
3. **Optimización del algoritmo del AGC** para que tenga en cuenta las particularidades de la generación eólica, por ejemplo, los errores de predicción.
4. **Estudio económico** de la viabilidad de implantar regulación eólica teniendo en cuenta los datos de precio de la energía, precio de la banda de regulación, sanciones debidas a incumplimientos en la respuesta, etc.
5. Estudiar la posibilidad tanto técnica como económica de **integración de baterías, plantas de hidrógeno u otras formas de almacenamiento**. De esta forma, la energía ahora desaprovechada por participar en regulación podría ser destinada a otras demandas. Además, estudiar cómo el almacenamiento de energía ayuda al cumplimiento de la regulación secundaria.

Capítulo 7. BIBLIOGRAFÍA

- Attya, A. B., Dominguez-Garcia, J. L., & Anaya-Lara, O. (2018). A review on frequency support provision by wind power plants: Current and future challenges. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 81, 2071-2087. <https://10.1016/j.rser.2017.06.016>
- Egido Cortés, I. (2005). *Diseño de reguladores para el control automático de la generación*. Universidad Pontificia Comillas.
- Egido Cortés, I., Fernández Bernal, F., Rouco Rodríguez, L., Porrás Muñoz, E., & Sáiz Chicarro, Á. (2008a). El Control Automático de Generación en el Sistema Peninsular Español. *Anales De Mecánica Y Electricidad*, LXXXV(III), 26-31.
- Egido Cortés, I., Fernández Bernal, F., Rouco Rodríguez, L., Porrás Muñoz, E., & Sáiz Chicarro, Á. (2008b). Reguladores de Zona para el Control Automático de Generación. *Anales De Mecánica Y Electricidad*, , 38-43.
- Faiella, M., Hennig, T., Cutululis, N. A., & Hulle, F. (2013). *Capabilities and costs for ancillary services provision by wind power plants. Deliverable D 3.1*. Fraunhofer IWES.
- Ghaffari, R., & Venkatesh, B. (2013). Options based reserve procurement strategy for wind generators - Using binomial trees. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(2), 1063-1072. <https://10.1109/TPWRS.2012.2210574>

- I. Egido, F. Fernandez-Bernal, L. Rouco, E. Porras, & A. Saiz-Chicharro. (2004). *Modeling of thermal generating units for automatic generation control purposes*<https://10.1109/TCST.2003.821959>
- Jacob Aho, Lucy Pao, & Paul Fleming. An Active Power Control System for Wind Turbines Capable of Primary and Secondary Frequency Control for Supporting Grid Reliability. *51st AIAA Aerospace Sciences Meeting including the New Horizons Forum and Aerospace Exposition* (<https://10.2514/6.2013-456>)
- K. Doenges, L. Sigrist, I. Egido, E. Lobato, & L. Rouco. (2021). *Wind farms in AGC: modeling, simulation and validation*. Unpublished manuscript.
- Liang, J., Grijalva, S., & Harley, R. G. (2011a). Increased Wind Revenue and System Security by Trading Wind Power in Energy and Regulation Reserve Markets. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2(3), 340-347. <https://10.1109/TSTE.2011.2111468>
- Ma, H. T., & Chowdhury, B. H. (2010a). Working towards frequency regulation with wind plants: combined control approaches. *IET Renewable Power Generation*, 4(4), 308. <https://10.1049/iet-rpg.2009.0100>
- Ma, H. T., & Chowdhury, B. H. (2010b). Working towards frequency regulation with wind plants: combined control approaches. *IET Renewable Power Generation*, 4(4), 308. <https://10.1049/iet-rpg.2009.0100>
- MathWorks. *Trapezoidal numerical integration*. <https://www.mathworks.com/help/matlab/ref/trapz.html>

Rebello, E., Watson, D., & Rodgers, M. (2019). Performance Analysis of a 10 MW Wind Farm in Providing Secondary Frequency Regulation: Experimental Aspects. *IEEE Transactions on Power Systems*, 34(4), 3090-3097.

<https://10.1109/TPWRS.2019.2891962>

Rodríguez-Amenedo, J. L., Arnalte, S., & Burgos, J. C. (2002). Automatic generation control of a wind farm with variable speed wind turbines. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 17(2), 279-284. <https://10.1109/TEC.2002.1009481>