



DEPARTAMENTO DE TRANSPORTES Y
TECNOLOGÍA DE PROYECTOS Y PROCESOS

TESIS DOCTORAL

ESTUDIO Y CORRELACIÓN
ENTRE EL DISEÑO
DE UN PARQUE EÓLICO
Y SU FUTURA REPOTENCIACIÓN

AUTOR

F. Javier Balbás García

DIRECTORES

Dra. M^a del Carmen Ruiz Puente

Dr. José Ramón Aranda Sierra

Santander, 2016

Índice general

1. Introducción	1
2. Antecedentes	5
2.1. Renovables, evolución y perspectivas en 2011	6
2.2. Sistema Eléctrico Español, año 2015	12
2.2.1. Evolución y características del sistema eléctrico	13
2.2.2. Coste de la energía eléctrica, España Vs Europa	25
2.2.3. El déficit de tarifa, repercusión en el sistema eléctrico .	32
2.2.4. Perspectivas y posibles escenarios	36
2.3. Calidad de suministro eléctrico	44
3. Repotenciación eólica	51
3.1. Posibilidades de la repotenciación eólica	52
3.2. Viabilidad económica y perspectivas	62
4. Planteamiento y objetivos de la tesis doctoral	67

5. Metodología propuesta	71
6. Evolución, limitaciones y perspectivas de la potencia nominal aerogeneradora	75
6.1. Parámetro principal y alcance del estudio	76
6.2. Curva de potencia media nominal	79
6.3. Curva de potencia nominal Vs Curva S	86
6.3.1. Límites tecnológicos	93
6.4. Propuesta para un desarrollo eólico sostenible	106
6.4.1. Bases y procedimiento para el desarrollo de la propuesta normativa	107
6.4.2. Condiciones y parámetros técnicos de la propuesta normativa	122
6.5. Síntesis y contribución	125
7. Estimación de futuras potencias nominales, de diámetros y de frecuencias o histogramas	127
7.1. Agrupación de los aerogeneradores en plataformas	128
7.1.1. Representación de una plataforma aerogeneradora . . .	131
7.1.2. Plataformas aerogeneradoras instaladas en España, según diámetro del rotor	139
7.2. Estimación de futuras plataformas según potencia nominal . .	145
7.2.1. Aplicación para la estimación de las características del futuro aerogenerador: potencia y diámetro	149

7.2.2. Caso práctico de estudio para una futura repotenciación	154
7.2.3. Aplicación del planteamiento normativo propuesto al caso práctico de estudio para una futura repotenciación	158
7.3. Distribuciones de frecuencias anuales de las plataformas según potencia nominal	162
7.3.1. Estimación de las distribuciones de frecuencia e histogramas	166
7.3.2. Caso práctico de estudio: Estimación de los aerogeneradores predominantes en el mercado eólico español . .	168
7.4. Síntesis y contribución	173
8. Análisis económico anual previo a la repotenciación	175
8.1. Parámetros a incluir en el análisis económico	176
8.1.1. Valoración económica según el ciclo de vida de los aerogeneradores	177
8.1.2. Reutilización de la cimentación de los aerogeneradores	179
8.1.3. Caso práctico de estudio: Ahorro económico de la reutilización en cimentación	183
8.2. Seguimiento de la fecha adecuada para repotenciar	185
8.3. Síntesis y contribución	187
9. Planificación del diseño del parque eólico para repotenciar	189
9.1. Bases de diseño del parque eólico para repotenciar	191
9.2. Seguimiento de las decisiones adoptadas	192

9.3. Síntesis y contribución	192
10.Escenarios alternativos	193
11.Conclusiones y discusión	199
12.Planteamientos y directrices futuras de trabajo	203
A. Base de datos de parques eólicos	207
A.1. Modificaciones, aclaraciones y ampliaciones	216
A.2. Resultados obtenidos	259
B. Tecnologías eólicas	265
C. Relación de aerogeneradores utilizados para realizar las distintas gráficas	269
D. Distribuciones de frecuencia e histogramas anuales	275
E. Aportaciones derivadas y complementarias I: Patente inventiva y artículos	281
F. Aportaciones derivadas y complementarias II: Congresos internacionales y varios	293

Capítulo 1

Introducción

En las últimas décadas, se han experimentado ciertas realidades que han despertado la inquietud en la sociedad mundial [1]. Hasta hace poco tiempo el “Cambio climático” o expresiones similares, no tenían la repercusión y alcance social que poseen en la actualidad, ya no se consideran profecías de falsos agoreros sino que están presentadas por hechos probados y demostrados. Se tienen los análisis realizados, por investigadores de todo el mundo, de los cilindros de hielo extraídos de la “Zona C” en la Antártida, los cuales demuestran, mediante las deposiciones y formaciones de hielo ocurridas a lo largo de los años, que la concentración de CO_2 en la atmósfera se ha incrementado en un 30% en el último siglo, acercándose al temido límite del 100% vaticinado por algunos científicos, como Svante Arrhenius (1859-1927), para el acontecer de un cambio climático con todas sus consecuencias. También es conocido que uno de los principales agentes contaminantes de la atmósfera y emisores de CO_2 es la generación de energía térmica y eléctrica mediante recursos fósiles.

Otra realidad y posiblemente la más importante, sea el crecimiento tan significativo de la población mundial, concentrándose éste en las regiones menos desarrolladas o en vías de desarrollo. Siempre se ha relacionado el consumo energético o la demanda de energía primaria con el desarrollo del país y de sus habitantes, en cambio, al día de hoy, se percibe que el mayor

consumo de energía no siempre está asociado a un incremento del bienestar sino que se puede trasladar a un mal uso o gestión de la energía. Por ejemplo, en un país tercermundista el sistema de generación y transporte de la energía tienen sustanciales pérdidas energéticas [2], además, para el consumidor la energía eléctrica tiene menor disponibilidad y es más cara, si se relativiza a su salario y a la riqueza del país y por último, los útiles y herramientas utilizadas precisan de mucha más energía para su funcionamiento que los de un país desarrollado, puesto que tienen un rendimiento o eficiencia menor. La falta de disponibilidad de energía eléctrica, bien por la falta de acceso, bien por su elevado coste, significan la recurrencia por parte de la población a la utilización de recursos renovables del tipo, la biomasa forestal, con la consecuente deforestación de regiones.

Por otro lado, los países emergentes como China e India [3] [4], han incrementado la demanda de recursos energéticos de tal manera que, por un lado, han repercutido en los precios de la energía primaria a nivel mundial y por otro lado, han recurrido al aumento de la extracción y empleo de los recursos propios, que en el caso de China, es principalmente el carbón.

Por tanto, las tendencias comentadas presentan unas estimaciones poco halagüeñas donde se puede prever un agotamiento acelerado de los recursos energéticos no renovables, la deforestación de extensas regiones y el correspondiente deterioro del medioambiente. Las principales líneas de actuación (figura 1.1) que se plantean ante esta problemática son las siguientes:

- Generación eléctrica mediante fuentes de energía renovables.
- Eficiencia energética tanto en la generación como en el consumo y la demanda de energía.
- La disponibilidad de la energía eléctrica para el mayor número posible de personas, presentándola como una alternativa prioritaria ante el uso de otros combustibles con mayor impacto medioambiental.
- Fomentar la reutilización y disminución de residuos.



Figura 1.1: Líneas de acción.

En los últimos años, la generación de energía eléctrica mediante recursos renovables ha sufrido un incremento significativo, tanto en su utilización como en su desarrollo, estando algunas tecnologías más avanzadas que otras. Esta tipología de generación también presenta una serie de interacciones sobre otros integrantes del sistema del cual participa, los cuales pueden verse afectados según se vaya incrementando su aportación en dicho sistema [5]. El crecimiento, algunas veces desmedido, de las energías renovables ha llevado asociado algunas consecuencias, por un lado, el incremento sustancial de la magnitud monetaria total asociada a las retribuciones económicas establecidas para su implantación y desarrollo y por otro lado, la repercusión en el sistema eléctrico a la hora de su integración, dado su carácter imprevisible y en algunos casos, su inmadurez tecnológica. La crisis económica-financiera internacional de los últimos años, que comenzó a mediados del 2008, no ha hecho más que destapar, alguno de los efectos comentados.

Las razones expuestas animan a avanzar en el desarrollo y crecimiento sostenible de estas tecnologías, por tanto, al día de hoy, se precisan, principalmente, las siguientes actuaciones en dichos sistemas de generación:

- Mejorar la eficiencia energética de la tecnología para reducir el coste de producción y tener mayor independencia económica de las ayudas económicas y subvenciones externas.

- Mejorar las prestaciones técnicas para facilitar su integración en el sistema energético.

En el presente estudio se presenta la repotenciación eólica onshore (ubicación en tierra), como adecuada y eficiente para conseguir los objetivos expuestos con anterioridad. Para mejorar las posibilidades de la repotenciación, se procederá a la utilización de técnicas resolutivas que permitan direccionar la búsqueda y adopción de medidas, consideradas como beneficiosas para su desarrollo, sin precisar en sobrecostes adicionales de inversión. Para ello se plantea un método fundamentado en “análisis previos”, bajo dos premisas principales:

- La primera es realizar el estudio y adoptar las decisiones consideradas como adecuadas siempre en función del desarrollo y evolución de la tecnología de los componentes de la generación de energía eólica.
- La segunda es facilitar la reutilización y el aprovechamiento de infraestructuras y/o elementos constructivos existentes en la instalación a repotenciar.

Pero para todo ello y especialmente para las estimaciones realizadas, al ser el sistema eléctrico un sistema muy dinámico y formado por muchos agentes interrelacionados entre sí, es preciso detallar y analizar la evolución y actualidad de todos ellos. Por lo cual, inicialmente, se presenta la situación y perspectivas de aquellos integrantes que contribuyen con mayor peso en el equilibrio del sistema eléctrico, para posteriormente y en función de ellos, presentar el relevante papel que desempeña la energía eólica y la requerida necesidad de reducción de costes y mejora de sus prestaciones. Es decir, primeramente, se analiza la energía eólica desde el conjunto del sistema al cual pertenece para, posteriormente, desde su génesis profunda, enfrentarse a las necesidades solicitadas por el sistema. Todo lo anterior permite proponer una metodología y presentarla como necesaria para hacer frente a las problemáticas encontradas. Finalmente se discuten los resultados obtenidos y proponen posibles líneas futuras de trabajo.

Capítulo 2

Antecedentes

La sección de los antecedentes comenzará con la descripción de la evolución de la legislación adoptada a nivel internacional y en especial para España, hasta el año 2011. Se elige este año, como año de referencia, puesto que es cuando se presentó el último Plan Energético Español, *PANER 2011-2020*, que se encuentra en vigor en la actualidad y marca la planificación a desarrollar y objetivos a alcanzar para el año 2020. Posteriormente, se realiza una descripción de la evolución del sistema eléctrico español hasta nuestros días para primeramente observar su paralelismo con la legislación expuesta anteriormente y seguidamente, presentar su situación y problemáticas actuales, tanto técnicas, como económicas.

Todo esto ayuda a presentar unas futuras líneas de actuación, sobre el sistema eléctrico español, que permitan resolver las problemáticas encontradas y cumplir los objetivos establecidos para el año 2020, bajo distintos posibles escenarios de demanda energética.

Por último, se realiza una breve descripción de la evolución de la tecnología eólica en su integración en el sistema de potencia y los requerimientos normativos asociados.

2.1. Renovables, evolución y perspectivas planteadas en 2011

Desde hace tiempo ha existido interés por las tecnologías de generación mediante un recurso renovable, sobre todo en épocas de crisis o incitadas por la necesidad de autoabastecimiento energético. Pero el despegue definitivo de las energías renovables fue como consecuencia de la crisis de los hidrocarburos de los años setenta (1973-1979). Fue entonces cuando los países desarrollados comenzaron a fomentar e impulsar las energías renovables, por ser fuentes energéticas autóctonas y no agotables, también en la generación nuclear puesto que la materia prima se encontraba en países políticamente estables o en sus colonias y su precio no sufría fluctuaciones tan significativas como las experimentadas por el petróleo.

En España, el Ministerio de Industria, elaboró el primer *Plan Energético Nacional*, *PEN-75* [6]. En él se recogían las inquietudes planteadas por la primera crisis del alza de los precios del petróleo de 1973. Se efectuó una previsión para 10 años, con una previsión de la reducción del consumo de petróleo del 68% al 48% del balance energético nacional, para lo cual era necesario la instalación de 23.000 MW de nuevos equipos nucleares. Tras el restablecimiento de la democracia política en España, se elaboró en el año 1977 el segundo *Plan Energético Nacional*, *PEN 1978-1987*, con nuevas previsiones establecidas como la reducción de la demanda energética en un 10%, mediante medidas de ahorro y con la continuidad del programa nuclear establecido en el anterior *Plan Energético*, construyéndose 9.400 MW adicionales, lo que supondría un total de 15.600 MW al final del periodo pero con una ligera disminución respecto lo inicialmente establecido. En compensación se fomentarían las centrales térmicas. Se aprobó la *Ley 82/1980*, sobre conservación de energía [7], donde ya se animaba a la utilización de recursos renovables en la generación de energía hidroeléctrica¹ mediante subvenciones económicas y valorando su disponibilidad².

¹Centrales hidroeléctricas de potencia instalada menor de 5.000 kVA [8] donde se garantizaba la venta de toda la energía producida.

²Se establecía un importe por energía producida pero que se debería multiplicar por

En 1982, se inició la redacción de un nuevo *Plan Energético Nacional*, *PEN-83*, para el periodo 1983-1992, donde se reducían las previsiones de potencia instalada de centrales nucleares y se establecían objetivos medioambientales mediante el incremento de la generación con gas natural en el mix energético. Llegados a este punto, se evidenció que en España, la energía nuclear perdía claro protagonismo en favor de las energías renovables, el gas y la protección del medio ambiente. Por otro lado, España firmó su adhesión a la Unión Europea el 12 de junio de 1985, y el 1 de enero de 1986, entró en vigor el *Tratado de Adhesión*, que convirtió a España en miembro de pleno derecho de las entonces denominadas “Comunidades Europeas”, lo cual a nivel energético era de suma importancia puesto que sin ser vinculantes los objetivos marcados en los Planes Energéticos estarían diseñados, controlados y establecidos por la Unión Europea.

Durante la década de los noventa, a nivel internacional, el principal argumento para la promoción de las energías renovables fue el medioambiental con la limitación de emisiones de gases de efecto invernadero y el cumplimiento del “*Protocolo de Kyoto*”. Además, los países firmantes se comprometían al cumplimiento de unos objetivos con carácter vinculante, es decir, en caso de incumplimiento, ocasionaban una penalización económica.

En España se elaboró el *Plan Energético Nacional 1991-2000* [6]. Para ello se fomentó el incremento de la utilización del gas natural y la utilización de energías renovables en la generación eléctrica para, por un lado, disminuir el consumo de petróleo y carbón y así reducir el impacto medioambiental y por otro, incrementar el número de centros productores próximos a los centros de consumo y así reducir las pérdidas energéticas del transporte. Ahora bien, como complemento del *PEN 1991-2000* se encuentra el *Real Decreto 2366/1994* [9], complemento necesario puesto que los objetivos que se habían marcado no se estaban cumpliendo. Para lo cual, se retribuyeron todos los kilovatios de autogeneración, cogeneración y energía renovables vertidos a la red eléctrica, a un precio notablemente superior al que recibían el resto de ge-

un factor de corrección en función de la clasificación de la disponibilidad de la energía eléctrica entregada a la compañía de distribución.

neradores convencionales. Para ello se crea la clasificación como productores en “régimen ordinario” y en “régimen especial”.

A instalaciones de régimen especial pertenecían, entre otras, las instalaciones con fuentes de energía renovable de hasta 100 MVA, excepto hidroeléctricas, y centrales hidroeléctricas de hasta 10 MVA. Esta tipología de instalación disponía de una serie de derechos y obligaciones sobre los productores de régimen ordinario. Como derecho se tenía la prioridad en el acceso a las redes de transporte y de distribución del excedente de energía generada³. Y como principal obligación se encontraba la entrega y recogida de la energía de la red en condiciones técnicas adecuadas, de forma que no se causasen trastornos en el normal funcionamiento del sistema eléctrico.

Nuevamente a nivel global, la importancia que para la Unión Europea tenía la energía renovable llevó a la elaboración en el año 1997, del *Libro Blanco* para el desarrollo de una *Estrategia Común*. En España, al mismo tiempo, se elaboró la *Ley 54/1997 del Sector Eléctrico de ámbito nacional* [10], donde se incluían importantes remodelaciones en el mercado eléctrico y se daba un fuerte impulso a la generación eléctrica mediante recursos renovables. Además, la explotación unificada del sistema eléctrico nacional dejaba de ser un servicio público de titularidad estatal desarrollado por el Estado y sus funciones fueron asumidas por dos sociedades mercantiles y privadas, operadores del mercado⁴ y del sistema⁵ respectivamente, responsables, de la gestión económica y técnica del sistema. La planificación estatal, por último, quedó restringida a las instalaciones de transporte.

Por otro lado, se cambió el principio de retribución, habido hasta la fecha, por la retribución según tipología de generación, es decir, se obtendría un importe por venta en el mercado a lo cual habría que sumar si fuera

³A los efectos del presente *Real Decreto* se considerará energía eléctrica excedentaria la resultante de los saldos instantáneos entre la energía eléctrica cedida a la red general y la recibida de la misma en todos los puntos de interconexión.

⁴*Operador del Mercado Ibérico de Energía-Polo español, Sociedad Anónima*, realizaría las funciones encomendadas en esta *Ley* al operador del mercado.

⁵*Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima, REE*, ejercería las funciones atribuidas, en la presente *Ley*, al operador del sistema y al gestor de la red de transporte.

menester, las retribuciones correspondientes, entre las que se encontrarían, la retribución por garantía de potencia⁶ y la prima por estar inscrito en el régimen especial. En dicho régimen especial de producción eléctrica la potencia instalada se limitaba a 50 MW, pudiéndose ampliar a 100 MVA si el Gobierno otorgaba el derecho a la percepción de prima o retribución, previa consulta con las Comunidades Autónomas.

Posteriormente, se sucedieron una serie de *Planes y medidas extraordinarias* [11] [12], para cumplir con los objetivos establecidos mediante la introducción de nuevos compromisos y con modificaciones al alza en la remuneración de la producción eléctrica en régimen especial.

El 9 de marzo de 2007, el Consejo Europeo de Primavera, acordó establecer como “*objetivo vinculante*” que el 20% de su consumo energético de 2020 proceda de fuentes renovables, teniendo en cuenta la situación específica de cada Estado miembro [11]. Así, desde el 2007 el compromiso 20/20/20 forma parte del llamado “paquete verde” que se refiere a un triple objetivo para el año 2020, por el cual, se debe conseguir que se emita a la atmósfera un 20% menos de CO₂, se consuma un 20% menos de energía en términos relativos y se genere el 20% de energía primaria con energías renovables, todo ello respecto al año 1990.

Siguiendo las pautas de diseño marcadas por la Unión Europea en España se elabora *Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España, PANER 2011-20* [13], donde se apunta al mantenimiento del petróleo como energía principal, aunque experimente un descenso significativo, con el mantenimiento de la cuota de energía nuclear y un incremento significativo del consumo de gas natural y de las energías renovables. Con referencia a los temas a tratar se destacan algunas de las líneas de actuación establecidas en dicho *Plan Energético*:

- Favorecer las instalaciones de generación eléctrica a partir de fuentes

⁶La retribución por garantía de potencia tiene por objeto proporcionar una señal económica para la permanencia e instalación de capacidad de generación en el sistema eléctrico, con el objeto de conseguir un nivel de garantía de suministro adecuado.

renovables destinadas al autoconsumo, previendo una fuerte incidencia a partir de 2015.

- Desarrollo de las infraestructuras eléctricas de transporte de energía eléctrica y nuevas interconexiones internacionales que permiten una gestión más eficiente del equilibrio entre la producción y el consumo.
- Tratamiento administrativo diferenciado para la repotenciación de parques eólicos mediante la sustitución parcial o total de sus aerogeneradores.

Destacar que respecto a la generación eólica se comenta que a partir del año 2016 la repotenciación tendrá un papel importante en su aplicación, sin definir magnitudes, a parques instalados a partir del 1998 y además, podría llegar a superar en número a los parques eólicos de nuevos emplazamientos, en tierra, a partir del 2019. Por último, comentar al respecto del *PANER 2011-2020*, la indicación de que las planificaciones pueden constar de una parte “indicativa” y otra “vinculante” de obligado cumplimiento.

Mediante la Ley 2/2011, de *Economía Sostenible* [14], el *PANER 2011-2020* incluye el diseño de nuevos escenarios energéticos y la incorporación de objetivos acordes con la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo [15], relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, la cual establece *objetivos mínimos vinculantes para el conjunto de la Unión Europea*. Sin embargo, conviene resaltar que los objetivos de producción están basados en una serie de escenarios con parámetros socio-económicos (evolución demográfica y del PIB), así como la evolución prevista de los precios internacionales del petróleo y del gas natural y de evolución tecnológica. Por lo cual, en la medida en que estos escenarios varíen, las cifras de generación deberán ajustarse. Además, se precisa que las centrales de generación que se encuentren consideradas en régimen especial deberán encontrarse en cumplimiento de los requisitos de rentabilidad y de especificaciones técnicas exigidas para proceder a su conexión a la red y a la venta de su excedente de energía.

Para finalizar con esta sección cabe destacar varios puntos importantes, sobre los que más tarde a lo largo del estudio se volverá a hacer hincapié, respecto a la evolución descrita y a las perspectivas marcadas como objetivos:

- Las condiciones favorecedoras que se conceden desde el año 1982 y en especial desde los años 1994 y 1997 a las tecnologías en régimen especial con prioridad de acceso y receptoras de retribución, sobre las tecnologías de régimen ordinario.
- Desde 1983 la energía nuclear pierde protagonismo en favor de las energías renovables.
- La necesidad de cumplimiento de exigencias técnicas y de rentabilidad a las centrales de generación consideradas en régimen especial para su puesta en servicio.
- Aunque la *Ley 54/1997 del Sector Eléctrico* pretende liberalizar el mercado de la energía, el sistema único de conexión eléctrica y el órgano regulador de la energía, continúan bajo el control del Gobierno.
- La creación de nuevas *Leyes, o Reales Decretos* según necesidad para cumplir con un determinado objetivo, así como, la repercusión y utilización por parte del órgano gestor de la prima retributiva en el fomento de una tecnología y su variabilidad en el tiempo según necesidad.
- El carácter vinculante de los compromisos adquiridos al firmar el *Protocolo de Kyoto* y de parte de los compromisos adquiridos con la Unión Europea.
- La mención expresa, en el último *Plan Energético Español, PANER 2011-2020*, que se hace a la repotenciación eólica como una de las medidas principales para alcanzar los objetivos al año 2020 y el trato favorecedor que se le otorgará en su aplicación, estimada en el periodo 2016-20.
- Por último, en la *Ley 2/2011, de Economía Sostenible* se hace hincapié en el cumplimiento de las perspectivas del PANER 2011-20, bajo la posibilidad de modificación según parámetros externos.

2.2. Sistema Eléctrico Español, año 2015

Por un lado, la volatilidad de precios de los recursos no renovables de los últimos años (figura 2.1), principalmente asociado al incremento experimentado en la demanda internacional, China e India [3], y por otro, los sobrecostes medioambientales e incentivos para el desarrollo e integración en el sistema energético de los recursos renovables [16], ambos, dentro de una profunda crisis financiera internacional, han tenido su repercusión en el coste de la energía eléctrica para los consumidores [17].



Figura 2.1: Evolución de los costes del barril de Brent con precios de referencia al 2012. Elaboración propia, datos según fuente [18]

Esto ha dado lugar a que algunos países europeos, como Alemania⁷ [19], hayan reconsiderado sus compromisos con el medioambiente y el desarrollo de las energías renovables [20]. La solidez de la estructura económica de un país

⁷Alemania, ante la situación encontrada desde el inicio de la crisis financiera internacional a mediados de 2009, se encuentra obligada a reformar, en julio de 2014, la *Ley "Erneuerbare-Energien-Gesetzes, EEG"*, la cual, fue la principal directriz en la política energética del país desde el año 2000. La reforma establecida reduce las perspectivas planteadas con anterioridad al 2020, plantea una reducción progresiva de las primas a las energías renovables y condiciona la magnitud de las retribuciones con los megavatios a instalar, es decir, cuanta más retribución se aporte a las renovables, menor será la potencia anual instalada, o al revés.

y la disponibilidad de recursos fósiles propios, aporta mayor capacidad para hacer frente a nuevas situaciones y necesidades coyunturales. Adicionalmente, las características del sistema energético también repercuten en el coste de la energía en función, entre otros, de las tipologías de generación utilizadas o de la tipología característica de la curva de la demanda. A continuación, se van a presentar una serie de datos y hechos que irán exponiendo con mayor detalle la evolución y la realidad de los sucesos comentados, para posteriormente describir la situación del sistema eléctrico de los últimos años y las perspectivas esperadas.

2.2.1. Evolución y características del sistema eléctrico

Curva de demanda

Una de las particularidades que posee el sistema eléctrico español, extrapolables a otros países, es la tipología de la curva de demanda. El sistema energético español experimenta con cierta regularidad un significativo gradiente entre las horas de menor demanda energética “Horas Valle” y las horas de mayor demanda “Horas Punta” (figura 2.2) [21] [22]. Este gradiente tan significativo, el cual se puede acercar a los 20.000 MWh en poco espacio de tiempo, es complicado de gestionar puesto que precisa recurrir a tecnologías de generación de fácil regulación y respuesta rápida. Además, se podría dar el caso de poder generar mayor energía tipo eólica que sumada a la generada por las centrales del tipo base, como la nuclear, podrían superar la demanda energética en un momento puntual de reducida demanda, ocasionando un desaprovechamiento energético [4] [21] [23] y, claro está, que cuanto más reducido sea el consumo en las horas valle, existirá más riesgo de que suceda este acontecimiento.

También se tiene que la imprevisibilidad de algunas tecnologías, en especial la eólica, pueden ocasionar una elevada diferencia entre la generación real y la generación, previamente, programada. Por ejemplo, se tiene la Tormenta “Klaus” del 23 al 24 de enero de 2009 que afectó al Norte de España y donde

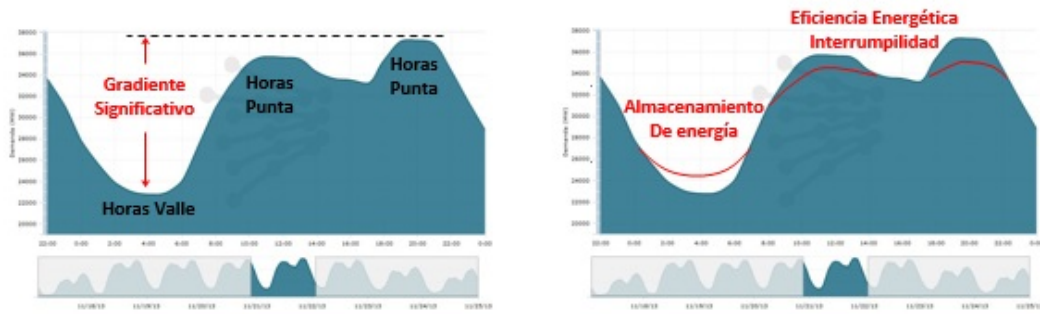


Figura 2.2: a.- Gradiente en la curva de demanda. b.- Posible reducción del gradiente. Elaboración propia, datos según fuente [21]

la autodesconexión de aerogeneradores, debido a rachas de viento superiores a 25 m/s, causó un decremento de casi 7000 MW de la potencia generadora [24], con la consiguiente necesidad de cubrir esa potencia mediante otras tecnologías de respaldo.

Además, las disminuciones significativas de energía transportada también pueden afectar al sistema eléctrico negativamente [6]. Esto es debido a que cuando se proyecta una línea eléctrica de transporte se diseña para una determinada potencia de transmisión, cuando esta potencia transportada disminuye drásticamente la tensión de la línea se incrementa pudiendo alcanzar en algunos casos valores demasiado altos y perjudiciales para otros elementos del sistema eléctrico ocasionando los daños correspondientes, originados por el denominado “efecto capacitivo” [21].

Según estas peculiaridades de la curva de la demanda y en función de lo que se tratará posteriormente en el presente trabajo, se destacan los siguientes puntos:

- En el caso de que la energía demandada fuera superior a la habitual o esperada o que existiera una interrupción ocasional de una central generadora de suministro eléctrico, podría necesitarse un suministro eléctrico de emergencia o alternativo. Para esta cuestión, o bien se buscan fuentes de suministro de rápida respuesta y buena regulación como

pueden ser las centrales del tipo a las de ciclo combinado o hidroeléctricas, o bien se intenta reducir el consumo por otras vías, como sería el caso de los denominados “Contratos de Interrumpibilidad”⁸ [25], o bien se fomenta la posible externalización del sistema energético [4].

- Por último, se tiene el carácter de imprevisibilidad de ciertas tecnologías renovables como la tecnología eólica, que no es muy favorecedor a la hora de gestionar la demanda de energía. Es por ello, sumamente importante, conocer su disponibilidad para desarrollar la correspondiente gestión e integración en el sistema.

Evolución de las tecnologías más representativas dentro del mix energético

Una vez finalizada la Guerra Civil Española (1936-39) el Estado Español, opta por las energías térmica de carbón e hidroeléctrica principalmente, la primera debido a que se podía encontrar el suministro de materias primas en las minas autóctonas del país, siendo una tecnología conocida y experimentada, y la segunda, puesto que España presentaba unas condiciones de régimen hidráulico adecuado y se disponían de amplias extensiones de terrenos para la construcción de grandes embalses para el almacenamiento y gestión del agua [17]. La generación hidroeléctrica sufrió un incremento muy significativo (figura 2.3), aunque desde 1960 su aportación al mix energético de energía eléctrica fue descendiendo paulatinamente [21][26].

En la década de los 50, a nivel mundial, se mostró interés en una nueva tecnología de generación mediante la fisión nuclear. España se embarcó a esta nueva tecnología poniendo en marcha una serie de centrales nucleares a finales de los 60, principios de los 70 y durante la década de los 80.

⁸Un contrato de interrumpibilidad se refiere al tipo de contrato que tiene establecido Red Eléctrica Española con determinadas industrias, consideradas consumidores potenciales, para poder, bajo ciertas condiciones, gestionar su consumo energético si el contexto así lo precisara, es decir interrumpir o reducir su suministro en caso de deficiencias del sistema. También se pueden utilizar cuando se precise recurrir a un “deslastre de cargas” del sistema eléctrico y así conseguir una estabilización de la frecuencia del sistema.

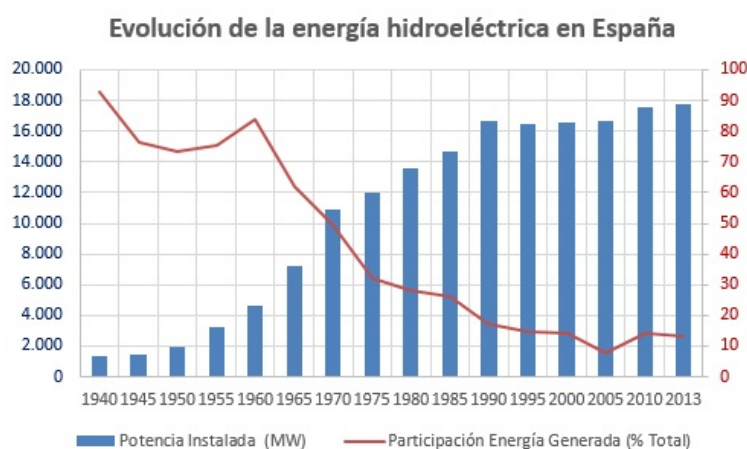


Figura 2.3: Evolución de la energía hidroeléctrica en España a nivel peninsular. Elaboración propia, datos según fuente [21] [26]

En 1984 sucedió que habiendo siete centrales nucleares con los proyectos de construcción aprobados y las autorizaciones concedidas (Lemóniz I-II, Valdecaballeros I-II, Trillo I-II y Vandellós II) y en el caso de algunas de ellas, a punto de ser puestas en marcha y conectarse al sistema eléctrico, el Gobierno de España de aquel entonces, tomó una decisión por la cual se denegó la puesta en marcha de cinco de las siete centrales nucleares, las cuales nunca llegaron a ponerse en marcha a pesar de estar la construcción, de alguna de ellas, casi concluida, como fue el caso de la central de Lemóniz I. Al final solamente se conectaron a red las centrales nucleares de Trillo I y Vandellós II. La modificación, por la cual queda en suspenso la autorización de algunas centrales nucleares y se interrumpe la concesión de nuevas autorizaciones, se conoce como “Moratoria Nuclear”.

A partir de 1997 y a raíz de entrar España a formar parte del “Protocolo de Kyoto” (sección 2.1) el mix energético español experimenta unos cambios muy sustanciales que se mantienen vigentes al día de hoy (figura 2.4) [27]. Con el crecimiento de la energía nuclear limitado, se apuesta por tipologías de generación eléctrica consideradas con menor impacto medioambiental.

La energía hidroeléctrica se limita principalmente a centrales minihidro-

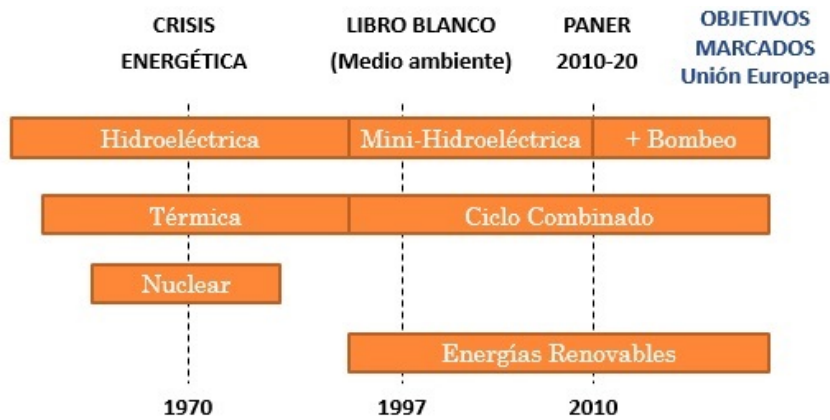


Figura 2.4: Evolución del mix energético en España.

léctricas de potencia instalada menor de 10 MW (sección 2.1). La central térmica tradicional de carbón, la cual tiene un proceso de generación con gran inercia térmica que complica mucho su utilización como centrales de regulación y además, repercuten en la emisión de gases del tipo al CO_2 son paulatinamente sustituidas por centrales de ciclo combinado, centrales de construcción más rápida y más aceptada por la sociedad, dado su menor impacto medioambiental, aumentando la potencia instalada significativamente (figura 2.5) desplazando, también, a las centrales que utilizan fuel⁹ como combustible. Además, las centrales de ciclo combinado, al ser el primer ciclo termodinámico originado por un cambio de estado del gas y aprovechar su expansión, son centrales que poseen una buena regulación y rapidez de respuesta, para momentos puntuales, lo que las convierte en óptimas para su utilización como central de punta, pudiéndose, por otro lado, también utilizar como centrales de base. Las centrales de ciclo combinado, al igual que las centrales hidroeléctricas, son el mejor apoyo que reciben las centrales eólicas para cubrir la imprevisibilidad del recurso eólico y poder asegurar la calidad de servicio y la continuidad del servicio.

Respecto las tecnologías de generación mediante recurso renovable, éstas

⁹Se denomina fuel a una fracción del petróleo natural, obtenida por refinación y destilación. El fuel ha sido utilizado en los últimos años como combustible transportable a las regiones insulares del estado español.

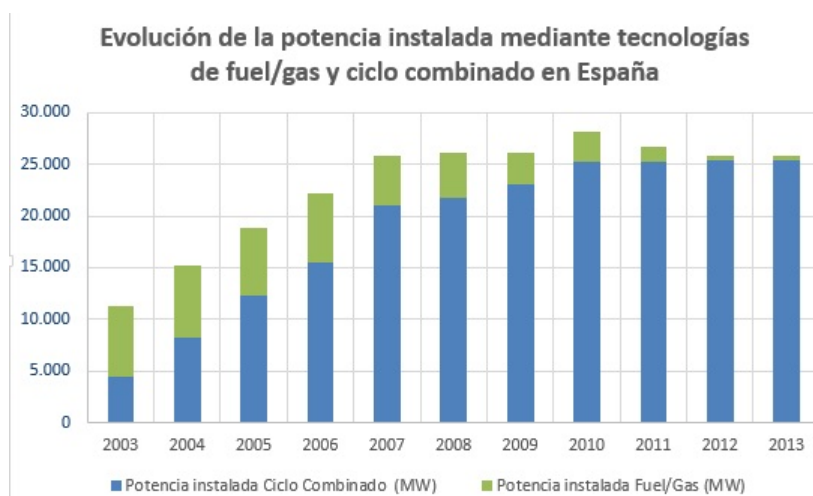


Figura 2.5: Evolución de la potencia instalada de centrales de ciclo combinado y fuel. Elaboración propia, datos según fuente [6] [21] [26]

forman parte de la energía de régimen especial, y por lo cual, tienen prioridad de acceso a la red y derecho a una prima económica (sección 2.1). Se realiza un incremento muy importante de la potencia instalada, llegando en 2013 a tener una contribución en la energía total de país del 41,9% mediante recurso renovable.

En cambio, el incremento tan notable de las energías mediante recurso renovable ha supuesto la necesidad de reacondicionamiento de las redes eléctricas [16] [21], principalmente las líneas eléctricas denominadas “cortas y medias” ambas por debajo de los 66 kV. Esta razón viene a consecuencia de que las centrales generadoras, principalmente la eólica, están muy descentralizadas y habitualmente, ubicadas en lugares apartados y de difícil acceso, además, poseen una capacidad de producción muy reducida frente otras tecnologías [28]. La reducida capacidad de producción viene originada principalmente por dos características, por un lado, la potencia instalada es menor ¹⁰, en comparación a otras centrales de régimen ordinario. Por otro lado, una central eólica tiene un bajo factor de utilización, por ejemplo, en

¹⁰A nivel nacional a 31/12/2013 los parques eólicos construidos en España hasta la fecha presentaron una potencia instalada media menor de 27 MW por parque instalado [29].

España durante el año 2012 a nivel nacional, el factor de utilización medio fue de 2133 horas de utilización a plena carga frente a las 7828 horas de una central nuclear [21].

Por otro lado, también se deben comentar otras inversiones realizadas para la mejora del sistema eléctrico [21]. Las interconexiones desarrolladas para favorecer el intercambio de energía según las necesidades (conexión con Francia a través de los Pirineos de un conjunto de líneas de transporte eléctrico de alrededor de 1400 MW de potencia) y conexiones para mejorar el suministro insular (línea de transporte eléctrico submarina en tensión continua entre Sagunto y Mallorca).

Concluyendo, cabe destacar el paralelismo encontrado con los planes energéticos expuestos en la sección 2.1, y los necesarios reajustes técnicos de la red eléctrica ante las particularidades insulares y la integración de ciertas tecnologías en el sistema eléctrico con su consiguiente sobrecoste [30].

Costes del mix energético

Las empresas propietarias de las centrales generadoras de energía reciben del órgano gestor, encomendado por el gobierno para dicha función, una cantidad monetaria por la energía generada e inyectada a la red según las distintas tipologías de generación. Desde el *Real Decreto 436/2004* [31], mínimamente retocado por el *Real Decreto 661/2007* [32], hasta el *Real Decreto de Ley 2/2013* [33], existían dos formas de vender la energía generada en el mercado: mediante tarifa regulada o libremente en el mercado. Por otro lado, a esos costes, posteriormente se debían sumar las retribuciones económicas a las que se tuviera derecho por otras razones, por ejemplo, por compra de carbón nacional o el pago adicional por capacidad o disponibilidad, como se observó en la sección 2.1.

Si en el año 2012 se hiciera una media del importe recibido por megavatio-hora generado a lo largo del año, para cada tecnología de generación, se observaría la comparativa representada en la gráfica de la figura 2.6.

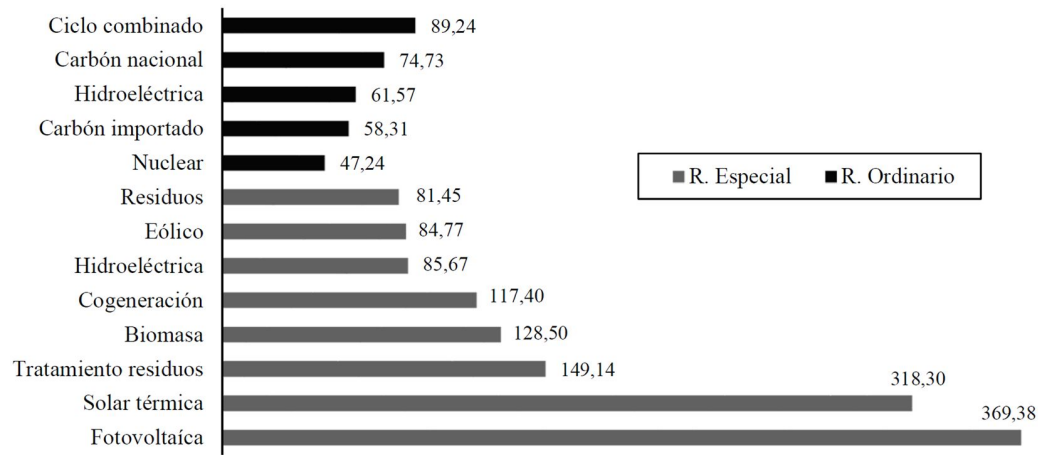


Figura 2.6: Comparativa de precio por megavatio-hora según tecnología de generación eléctrica. Elaboración propia, datos según fuente [34]

En dicha figura también se diferencian las tecnologías en régimen ordinario y las tecnologías en régimen especial. Si, además, se representan las tecnologías más significativas indicando la comparativa entre ellas del importe total abonado a cada tipología de generación y la energía que suministra cada una de ellas a la red se obtiene la figura 2.7.

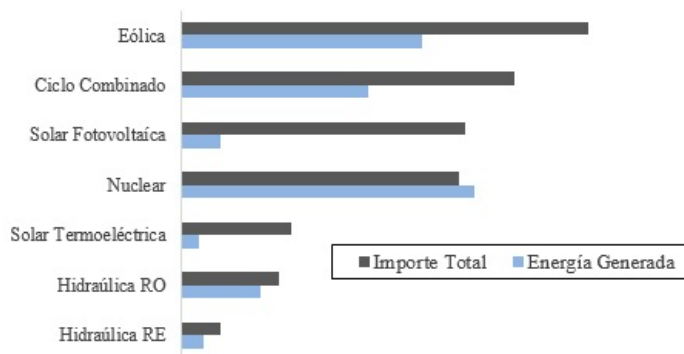


Figura 2.7: Comparativa entre las principales tecnologías de generación según la energía total producida y el importe total recibido en 2012. Elaboración propia, datos según fuente [21] [34]

De las figuras 2.6 y 2.7, se pueden extraer una serie de observaciones para

el año 2012, las cuales, en su mayor parte, son extrapolables para el resto de los años. Las observaciones son las siguientes:

- Existió una diferencia sustancial entre el coste de la energía utilizando carbón nacional 74,73 euros por MW frente el coste de la energía utilizando carbón importado 58,31 euros por MWh.
- La energía eólica tuvo, al igual que la hidroeléctrica de régimen especial, un coste prudencial a pesar de considerarse de régimen especial.
- El coste por megavatio-hora de la energía solar fotovoltaica fue casi 4,5 veces el coste del megavatio-hora de la energía eólica.
- La energía nuclear resultó la energía más barata y que más energía aportó al sistema eléctrico peninsular, un 22,1%.
- La energía hidroeléctrica en régimen ordinario representó mejor precio que la tecnología de ciclo combinado, aunque tuvo una contribución energética algo reducida del 6% puesto que el 2012 fue un año de bajo caudal hídrico y de poca contribución al sistema.
- Las energías solar térmica y solar fotovoltaica, principalmente ésta última, representaron unos elevados costes con unas contribuciones muy reducidas al sistema eléctrico peninsular, 1,3 y 3% respectivamente.
- Por último, la contribución de la energía eólica al sistema eléctrico peninsular fue tremendamente significativa, un 18,3%.

Problemáticas y sobrecostes asociados

Aparte de lo comentado con anterioridad, en España, varias de las tipologías de generación existentes han ocasionado otras problemáticas al sistema eléctrico, las cuales, en muchos casos, han estado asociadas a sobrecostes económicos generados por distintos factores [17]. Seguidamente, se van a detallar algunos de estos factores desde los puntos de vista tanto técnico como

económico y según la tipología de generación o parte afectada del sistema eléctrico.

- Las centrales nucleares, aunque les repercute el Fondo para la financiación de las actividades del Plan General de Residuos Radiactivos [10], gestionado por la empresa ENRESA¹¹ producen al 2012 [34], la energía más barata en el sistema español (figura 2.6), debido a que las instalaciones ya se encuentran amortizadas y el tipo de tecnología tiene un elevado factor de utilización (7828 horas de utilización a plena carga en 2012 [21]).

Sin embargo, respecto la “Moratoria Nuclear”, a partir del 20 de enero de 1995 el Gobierno del país decidió abonar la cantidad económica invertida en la construcción, desmantelamiento y cierre de las instalaciones de las centrales nucleares que nunca se llegaron a poner en marcha a las empresas energéticas que lo habían desembolsado. El tiempo para desarrollar la devolución económica se estipuló en un tiempo máximo de 25 años, finalizando en el año 2020.

Además, por otro lado, un intento de reutilización de parte del combustible nuclear de la central de Valdellós acarreó unos gastos extraordinarios provocados por la tardanza en aprobar el nuevo ATC (Almacén Temporal Centralizado) de Alta Radiactividad de Villar de Cañas, Cuenca [35]. Hifrensa (empresa propietaria de la central de Vandellós) y Cogema (empresa francesa de reproceso nuclear) tenían un contrato privado en el que Hifrensa pagaba a Cogema por tareas de reproceso¹² y ésta última compraba el uranio y el plutonio recuperado. Sin embargo,

¹¹ENRESA, Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, SA, financiada por las propias empresas de generación nuclear, se encarga de facturar a los titulares de las centrales nucleares las cantidades que resulten de multiplicar los kilovatios hora brutos (kWh) generados por cada una de ellas en cada mes natural, a partir del 1 de abril de 2005, por un valor unitario específico para cada central nuclear, asumiendo el Estado la titularidad de los residuos radiactivos una vez se haya procedido a su almacenamiento definitivo.

¹²Aunque un elemento de combustible haya terminado su período de utilidad en un reactor, no ha consumido más que una pequeña parte del uranio 235 que contenía. El combustible gastado, tras unos años de estancia en la piscina de la central, puede considerarse como residuo radiactivo (ciclo abierto), en cuyo caso se procede a su gestión

los residuos resultantes del proceso, residuos vitrificados, debían volver a España antes del 2010 con una fuerte penalización económica si esto no se producía. Al no poderlos traer, por falta de tener un repositorio para residuos de alta radiactividad y no tener un proyecto aprobado para la construcción de algún almacén temporal que sirviera como dicho repositorio, se han estado pagando 60.000 euros diarios desde la fecha pactada en el contrato hasta la firma de un nuevo acuerdo, firma que precisaba de la aprobación del Almacén Temporal de Villar de Cañas, que aconteció en el Consejo de Ministros del 30 de diciembre de 2011.

- Respecto a las centrales térmicas de carbón que se encuentran en funcionamiento, éstas podrán utilizar como combustible carbón nacional e importado, este último habitualmente se obtiene de países africanos. El carbón nacional utilizado en las centrales térmicas del país tiene un sobre coste en comparación con el carbón importado. Este sobre coste responde a lo costoso que significa la extracción en las minas nacionales y, por lo tanto, a la correspondiente retribución aplicada para su utilización sin repercusión en el coste de la energía generada para la instalación.

El 10 de diciembre de 2010 se publicaba la *Decisión del Consejo de la Unión Europea* [36], donde se concretaba la necesidad de presentar, por cada país miembro, un *Plan de Cierre* sometido a autorización de la Comisión Europea, para limitar el tiempo de funcionamiento de todas aquellas instalaciones de extracción de carbón subvencionado no eficientes y programar su ordenado y progresivo cierre. Así se establecía, por un lado, una progresiva reducción de las retribuciones asignadas¹³ y por otro lado, el 31 de diciembre de 2018 como fecha límite de cierre

definitiva, o también, se puede considerar como un producto del que se puede recuperar el uranio y el plutonio que contienen, para su aprovechamiento energético posterior (ciclo cerrado). La actividad de reproceso consiste en separar el uranio y el plutonio no quemados, quemando productos de fisión y actínidos no recuperados. El uranio y el plutonio se reciclan en fábricas como material fisionable, cerrando así el ciclo del combustible nuclear. Los residuos generados son solidificados por vitrificación, encapsulándolos en cilindros de acero inoxidable, siendo éstos los únicos residuos de alta actividad derivados del ciclo de combustible nuclear.

¹³La *Decisión del Consejo* establecía que el volumen global de las ayudas al cierre

de las instalaciones. A partir de 2018, la participación de carbón nacional en la generación de electricidad dependerá, exclusivamente, de la extracción de carbón de las empresas que resulten eficaces y competitivas.

En España, siguiendo las directrices europeas, se fomenta su utilización con los titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica para que consuman carbón autóctono en las cantidades que cubran las fijadas anualmente como objetivo por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo en acuerdo con los sindicatos y empresarios afectados [37] [38]. Se fija una cantidad mínima de aportación al hueco térmico del 7,5%, se disponen ayudas económicas para la mejora de la eficiencia y reducción del impacto contaminante. Pero también, se posibilita la continuidad de las mineras más allá del año 2019, aun habiendo recibido retribuciones al carbón, cerrando solamente parte de las unidades de producción.

- La energía eólica, tal y como se expuso con anterioridad, presenta una elevada participación en la imprevisibilidad que supone la energía renovable y además, precisa de un reacondicionamiento de las redes eléctricas para su conexión [24]. Pero, por otro lado, presenta una repercusión sobre el sistema de potencia, debido a problemas técnicos de los propios aerogeneradores y defectos de la calidad del suministro eléctrico generado, los cuales, se tratarán posteriormente con más detalle (sección 2.3).

En general, todo cambio, de una entidad significativa¹⁴, en el sistema de generación de energía eléctrica, supone un reacondicionamiento técnico de todos los participantes involucrados en dicho sistema y en especial a la hora de la integración en el sistema eléctrico de las energías eléctricas generadas

concedidas por un Estado miembro deberían seguir una tendencia decreciente: de la ayuda concedida en 2011, la reducción no debería ser inferior al 25% a más tardar a finales de 2013, al 40% a más tardar a finales de 2015, al 60% a más tardar a finales de 2016 y al 75% a más tardar a finales de 2017.

¹⁴En España, a nivel peninsular, siendo la contribución de energía eléctrica mediante recurso renovable del 8,9% en el año 2003, se ha incrementado en 10 años a más del triple, pasando a ser del 31% en el año 2013.

mediante recurso renovable [24] [39]. Este necesario reacondicionamiento técnico tiene su correspondiente coste económico, al cual, además de sumarse la retribución al régimen especial, también se le añaden los sobrecostes de otras problemáticas comentados con anterioridad.

2.2.2. Coste de la energía eléctrica, España Vs Europa

Con la finalidad de valorar los efectos en el precio de la electricidad para un consumidor doméstico de diferentes políticas energéticas, dentro de un marco general regulatorio común, se ha comparado la situación española con otros países de la Unión Europea [20] [40]. De esta forma se han escogido, por las razones que seguidamente se refieren, Alemania, Dinamarca, Francia y Noruega.

Alemania tiene gran similitud con España en la tipología del mix energético, en el 2012, tenía una aportación significativa de energía renovable, el 7,7% de eólica y el 4,7% de fotovoltaica, entre otras, y participa de la energía nuclear con una capacidad por habitante de (0,147 kW/hab) similar a la española (0,167 kW/hab) [40] [41] [42]. Además, precisa recurrir al mercado exterior para abastecerse de recursos fósiles, principalmente gas, siendo el segundo importador del mundo [40]. Sus perspectivas están en alcanzar una contribución de las energías renovables al sistema eléctrico de un 40-45% en 2025 y un 55-60% en 2035 [19] abandonando progresivamente la producción térmica y su dependencia externa de los recursos no renovables.

Dinamarca es un país que ha promovido, con el beneplácito de los consumidores, varias políticas de apoyo a la energía renovable, a pesar del correspondiente incremento del coste energético debido a los impuestos añadidos. La participación de la energía eólica en la demanda doméstica es del 30% al 2012 [41], participando de la energía eólica offshore (ubicación en el mar), cuyo coste de generación es, en su caso, entre 2-3 veces mayor a la eólica onshore (ubicación en tierra).

Francia, su Gobierno, en 1974, justo después de la primera crisis del pe-

tróleo y en búsqueda de una mayor seguridad energética, decidió expandir rápidamente la capacidad de energía nuclear del país. En la actualidad, Francia es el segundo país del mundo en producción de energía nuclear, con 58 reactores PWR (Pressurised Water Reactors), operados por la empresa EDF, Électricité De France, al 31 de diciembre de 2013 con una potencia instalada total de 63 GW [40] [43]. La contribución de la energía nuclear al mix energético, desde el año 1995, cubre una franja comprendida entre el 70 y 80% del factor de capacidad [44]. En el año 2012 se cubrió el 74,8% del factor de capacidad francés [45] y en el año 2013 ha generado casi la mitad de toda la energía nuclear de la Europa de los 28 [46]. Por otro lado, durante el año 2015, 34 de los 58 reactores ubicados en centrales nucleares francesas en activo, superarán los 30 años desde su puesta en marcha [47], hecho a tener en cuenta debido al posible cumplimiento de la amortización de la inversión inicial. Además, si en Francia, a la generación de energía nuclear se le suma la generación de energía hidroeléctrica, casi se tiene cubierto el 90% de la totalidad de la energía eléctrica generada [47].

Finalmente, Noruega tiene una contribución del 95% de la energía hidroeléctrica a su mix energético, mientras que sólo el 4% proviene de fuentes térmicas convencionales y el 1% restante de otras energías renovables [40].

Una vez expuestas las principales características del mix energético de los países seleccionados se procede a la comparativa del coste de la energía eléctrica resultante para un consumidor de cada uno de los citados países. Para realizar una comparativa fiable de precios de la energía eléctrica entre distintos países de la Unión Europea donde se estén comparando los esfuerzos económicos de los usuarios a la hora de adquirir un bien o producto se recurrirá a la utilización del PPS¹⁵ (Purchasing Power Standards) [17] [46].

Por lo tanto, se utilizará el PIB, Producto Interior Bruto, per cápita de cada país en unidades de PPS, Purchasing Power Standards, lo cual permitirá

¹⁵PPS, Purchasing Power Standards, es un indicador establecido por la Unión Europea que permite realizar comparativas del esfuerzo económico realizado a la hora de adquirir un bien o producto entre usuarios de distintos países miembros utilizando la paridad del poder adquisitivo.

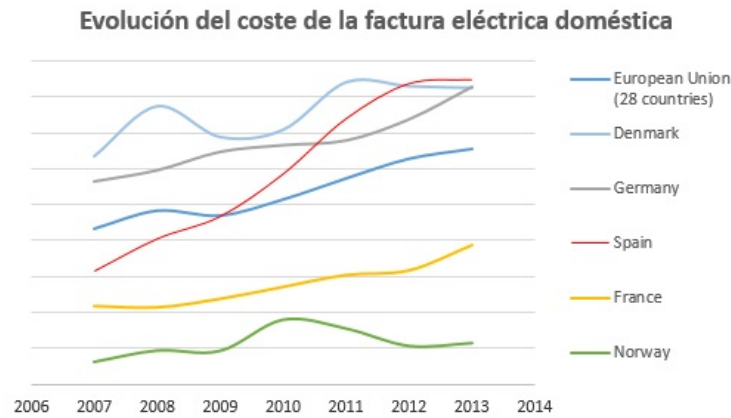


Figura 2.8: Evolución del coste de la energía eléctrica relativizado respecto al PIB per cápita referenciado a nivel europeo. Elaboración propia, datos según fuente [46]

referenciar todos los precios de la energía para los distintos países. De tal forma que se representará, para cada país seleccionado, el ratio obtenido de dividir el precio de la energía eléctrica en euros para el consumidor¹⁶ de dicho país entre el correspondiente PIB, Producto Interior Bruto, per cápita referenciado mediante el indicador PPS correspondiente [48] [49]. De esta manera se obtiene la figura 2.8, en la cual se representa el ratio coste de energía por kWh entre PIB per cápita referenciado, para los países expuestos anteriormente.

Puede visualizarse en la figura 2.8, la diferencia substancial de la magnitud del ratio representado entre los países que apuestan por las energías renovables como España, Dinamarca y Alemania frente a Francia y Noruega con tecnologías de generación, principalmente, nuclear e hidroeléctrica de régimen ordinario. Además, el coste de la energía en España, en 2013, es el más alto de los países analizados, superando incluso a Dinamarca y a Alemania. Cabe referir el alza del precio de la energía eléctrica en España, a nivel doméstico, en los últimos siete años graficados, el cual, representa un 79,5% de

¹⁶Se toma como ejemplo de comparativa a un consumidor doméstico con un consumo eléctrico anual entre 2.500 y 5000 kWh.

incremento frente al 28,6% de la media europea, estabilizándose en 2013. Por último, citar que España se ha encontrado, en los últimos años, entre los seis países de la Unión Europea con el precio más elevado de la energía eléctrica, de hecho, en el segundo semestre de 2012, el coste de la energía eléctrica en España para un consumidor doméstico, impuestos incluidos, relativizado con el PIB español según unidades de PPS, fue el tercero más alto de la Unión Europea después de Chipre y Portugal [46].

Para analizar lo acontecido y la repercusión en el coste de la energía eléctrica, es preciso presentar el desglose de las partidas a las cuales se destina el ingreso económico mediante la factura eléctrica. Para lo cual, inicialmente se representa el desglose de una factura eléctrica mensual (figura 2.9), correspondiente a 2014, para un consumidor doméstico de potencia contratada de 4,4 kW, consumo de 380 kWh y un importe aproximado de 100 euros (I.V.A. incluido) para, más tarde, estudiar la variación de las partidas según la magnitud del consumo eléctrico.

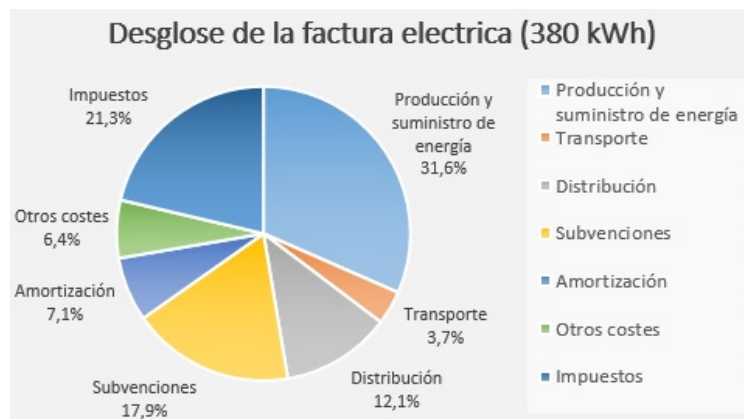


Figura 2.9: Destino del importe de la factura eléctrica, para un consumo eléctrico de 380 kWh. Elaboración propia, datos según fuente [50]

Si se realiza la premisa de que la energía eléctrica con su transporte y distribución suman el 47,4% del total de la factura eléctrica, pueden apreciarse importes añadidos que ascienden al 52,6% referidos a las siguientes partidas: impuestos, amortización (liquidación del déficit de tarifa acumulado, cuyo origen y descripción se comentarán posteriormente), subvenciones

(primas al régimen especial como las renovables con prima y la cogeneración, y tratamiento de residuos) y otros costes (sobrecoste de suministro extra-peninsular, comisión nacional del mercado y la competencia, operador del sistema, moratoria nuclear, bono social¹⁷ [51], etc.). Como se comprueba una parte importante del coste de la energía para un consumidor doméstico (el 31,4%, sin impuestos) corresponden a sobrecostes extraordinarios tratados anteriormente, debidos a decisiones políticas, fomento de las renovables o mantenimiento del sistema. Pero además, se observa una partida importante reseñada para el transporte y la distribución de la energía eléctrica [1].

Si se vuelve a representar el desglose de la factura pero esta vez para un consumo de 2500 kWh, se obtiene la figura 2.10. En la cual, se observa, un importante incremento de la partida destinada a la producción de energía, como era de suponer, pero en cambio, la partida de las subvenciones, destinada a las primas del régimen especial, disminuye en tanto por ciento, pasando del 17,9% al 12,3%. Estos descensos también se experimentan en el resto de magnitudes porcentuales excepto en la de los impuestos que se mantiene constante.

Si por último, se realiza nuevamente el desglose suponiendo un consumo eléctrico nulo se obtiene, para el ejemplo del consumidor doméstico tratado, un importe a pagar mensualmente de 40 euros, con una partida del 28,8% destinada a las subvenciones.

De estas variaciones, según el consumo eléctrico experimentado, en las partidas tratadas, en especial, la partida de las subvenciones, se puede extraer la conclusión de que existen unos sobrecostes extraordinarios que no están asociados al mayor consumo eléctrico sino que, por el contrario, cuanto mayor sea el consumo estos sobrecostes inciden menos en el coste de la energía eléctrica. Por ende, aunque no haya consumo de energía eléctrica por parte

¹⁷El bono social es una partida que el Gobierno incluye en la factura eléctrica cuya misión es favorecer a los grupos sociales más afectados por la crisis económica. La cuantía del bono social es empleada para mantener el precio de la energía eléctrica fijo a estos grupos sociales y que por tanto, no les afecte el significativo incremento experimentado por la factura eléctrica en los últimos años.

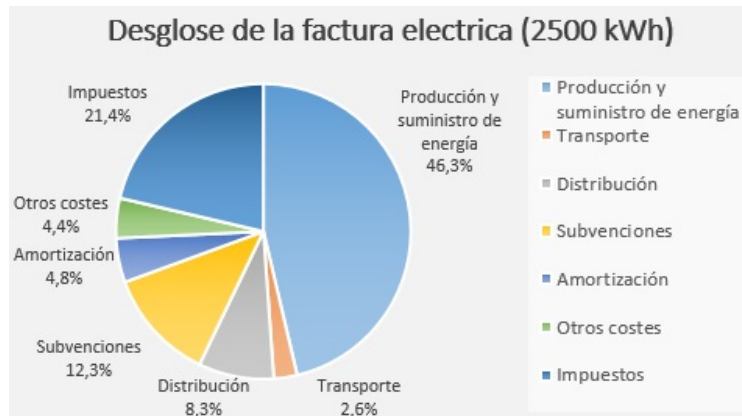


Figura 2.10: Destino del importe de la factura eléctrica, para un consumo eléctrico de 2500 kWh. Elaboración propia, datos según fuente [50]

del consumidor, el gestor del sistema precisa unos ingresos fijos para hacer frente a estos sobrecostos. Respecto a la partida de las subvenciones, asociada al sobrecoste que aparece como consecuencia de las primas a las energías en régimen especial, la característica de disminuir su porcentaje según aumenta el consumo eléctrico es consecuencia del derecho de “prioridad de acceso” concedido a este tipo de tecnologías para fomentar su desarrollo e instalación según se vio en la sección 2.1.

Como dato, entre los años 2004 y 2012 los ingresos del sistema eléctrico por peajes de los consumidores¹⁸ se han incrementado en un 122%, mientras que el aumento de los costes regulados del sistema eléctrico¹⁹ en dicho periodo ha sido de un 197%, siendo las partidas de costes que han contribuido en mayor medida a dicho incremento las primas del régimen especial, las cuales, se han multiplicado por seis en dicho periodo [52].

De hecho, si se analiza la estructura de la factura eléctrica en aquellos

¹⁸Los ingresos del sistema eléctrico por peajes resultan de substraer a todos los ingresos económicos obtenidos mediante la factura eléctrica la parte correspondiente a la partida de la energía.

¹⁹Los costes regulados del sistema eléctrico resultan de la suma de todos los costes asociados a la factura eléctrica excepto la parte correspondiente a la partida de energía.

países seleccionados anteriormente, incluyendo a España, los cuales han favorecido las energías renovables, es decir, Alemania y Dinamarca, véase figura 2.11, se observa que en España los impuestos son los más reducidos de los tres países, pero en cambio, el resto de partidas son las más elevadas. Esto quiere decir que los sobrecostes no aparecen reflejados como impuestos y de esta forma no hay manera de deducirlos fiscalmente, por lo cual, el estado se asegura su ingreso.

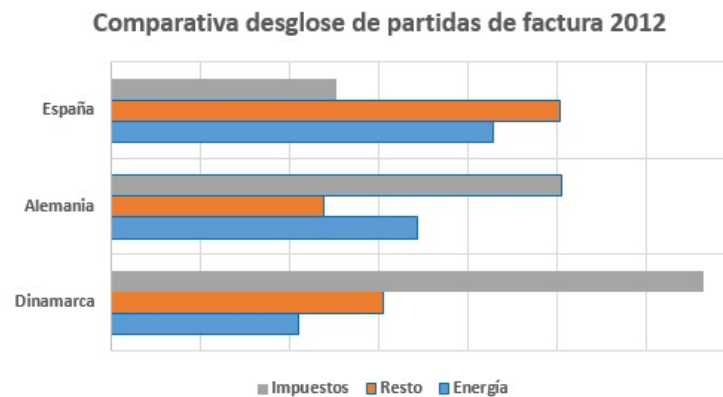


Figura 2.11: Comparativa del desglose de la factura eléctrica entre España, Alemania y Dinamarca. Elaboración propia, datos según fuente [46]

Para finalizar se pueden extraer algunas conclusiones de ésta subsección, donde primero, se han comparado los costes de la energía eléctrica entre países europeos y posteriormente, se han descrito los desgloses de las partidas de las facturas eléctricas correspondientes. Las conclusiones son las siguientes:

- El coste de la energía eléctrica en España tiene un sobrecoste, en parte, originado a la integración en el mix energético de una significativa contribución en régimen especial [16].
- Un tanto por ciento significativo de la factura son costes extraordinarios que se han de cubrir aunque el consumo de energía eléctrica sea nulo.
- La reducción de la demanda de energía eléctrica implica dos aspectos negativos, por un lado el menor ingreso por factura, y por otro, la mayor

relevancia porcentual de los sobrecostes en el total del importe de la factura.

2.2.3. El déficit de tarifa, repercusión en el sistema eléctrico

El déficit de tarifa representa un saldo negativo de capital entre los costes asociados con la puesta a disposición de la energía eléctrica y los ingresos adquiridos en su venta mediante la factura eléctrica. En la última década se arrastra un problema que radica en la acumulación de déficit entre el ingreso materializado mediante la factura eléctrica y lo que realmente se debiera cobrar por la energía eléctrica para cubrir todos los gastos existentes, relacionados directa o indirectamente con dicha energía eléctrica. Aunque en la factura eléctrica ya aparecen parte de los sobrecostes y una partida denominada “amortización” dedicada íntegramente a la reducción del déficit acumulado y a los intereses asociados, la magnitud ingresada no ha sido suficiente como para cubrir todos los costes necesarios y año tras año se sigue aumentando el déficit de tarifa complicándose la situación [27].

Según han pasado los años la deuda establecida se ha ido incrementando significativamente, de hecho, el *Real Decreto-ley 6/2009* [51], fijó como año límite del incremento del déficit de tarifa el año 2013²⁰, aun así, ha continuado su tendencia ascendente, a pesar de todas las medidas aplicadas para reducir y limitar el acumulado, llegando a cuantificarse en mayo del año 2014 en 31.732 millones de euros [6]. A todo lo cual, se le añade la reducción de la demanda de energía eléctrica experimentada en los últimos años en España (figura 2.12) asociada a la intensa crisis económico-financiera internacional. Y, como se ha visto con anterioridad, el pago de los sobrecostes del sistema energético, entiéndanse como tales, contratos de interrumpibilidad, la amor-

²⁰El *Real Decreto-ley 6/2009*, de 27 de noviembre, establece el principio de suficiencia de los peajes de acceso, ingresos a consumidores y generadores, para satisfacer la totalidad de los costes de las actividades reguladas de modo que, a partir del año 2013, no pueda aparecer déficit tarifario.

tización del déficit, las subvenciones, la moratoria nuclear, etc., tienen mayor relevancia según disminuye la demanda de energía eléctrica.

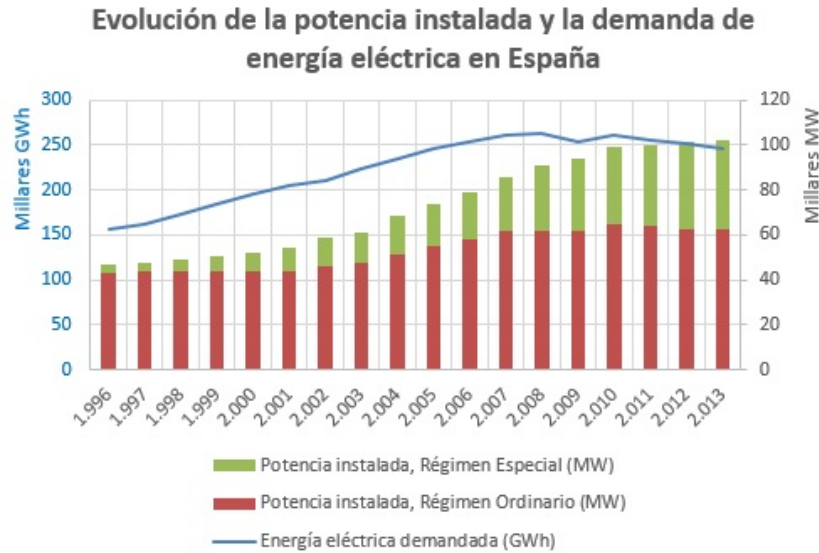


Figura 2.12: Evolución de la potencia instalada y de la demanda de energía eléctrica en España. Elaboración propia, datos según fuente [6]

Por tanto, si además de hacer frente a las variaciones de precio de la energía primaria, se desea mantener la tipología del mix de generación actual, amortizar la deuda total, desarrollar las inversiones necesarias en el sistema eléctrico en determinadas partidas como la distribución y cumplir con las perspectivas establecidas en el *Plan Energético Nacional* correspondiente, se intuye imprescindible tomar algún tipo de medidas que permita establecer el equilibrio técnico-económico del sistema eléctrico. Ahora bien, si el único ingreso económico que se utiliza para hacer frente a los costes del sistema eléctrico es la factura eléctrica [51] y no se utiliza un ingreso adicional o partida extraordinaria de los Presupuestos Generales del Estado, a no ser que el Gobierno lo considere como una medida excepcional [53] para asegurar la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico [54], una vez incrementado el importe de la factura eléctrica considerablemente (subsección 2.2.2) y haber resultado insuficiente, queda la alternativa de la reducción de los costes del sistema eléctrico vía empresas energéticas [27].

Por tanto, era preciso recortar los gastos en el sistema eléctrico, encontrándose como principales medidas a tomar la reducción de las retribuciones asociadas a la generación de energía eléctrica y el incremento de tasas impositivas a la generación y a la emisión de gases contaminantes con la consecuente reducción de los ingresos por parte de las empresas energéticas. Así, mediante las reformas energéticas de los años 2012 y 2013 principalmente, se establecieron, por parte del Gobierno, una serie de restricciones²¹ [55], de nuevas tasas²² [43] [56], y de cambios en las tipologías de mercado²³ [33], que a mayo de 2014 todavía no habían conseguido equilibrar la balanza entre ingresos y gastos y, mucho menos, reducir el déficit de tarifa acumulado. Entre las medidas más significativas y con mayor repercusión que se han adoptado [33] [52] [54] [55] [57], en referencia al estudio de las tecnologías en régimen especial, se encuentran las siguientes :

- A partir del año 2012 se suspende el procedimiento de preasignación de retribución²⁴, con carácter temporal, para la construcción de instalaciones que no se encontrarán ya inscritas.

²¹Se tiene, el 27 de enero de 2012, la *Ley 1/2012*, donde se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos, que suprimió los incentivos para la construcción de las instalaciones de tecnologías de régimen especial, a fin de evitar la incorporación de nuevos costes al sistema eléctrico.

²²Se tiene, el 27 de diciembre de 2012, donde la *Ley 15/2012*, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética introdujo nuevos impuestos aplicables a la energía. Por una parte, se estableció un incremento del impuesto a la generación eléctrica que pasó a ser del 7%. Además, se implantaron dos nuevos impuestos aplicables a las instalaciones o actividades nucleares: un impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y los residuos radiactivos, como consecuencia de la generación de energía nuclear; y un impuesto sobre el combustible gastado y de almacenamiento de residuos radiactivos en instalaciones centralizadas.

²³El 1 de febrero de 2013, el *Real Decreto 2/2013*, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero, eliminó, con carácter retroactivo, la opción de venta a mercado más retribución del *Real Decreto 661/2007* para pasar a retribución a tarifa fija regulada.

²⁴La preasignación de retribución consistía en asignar con antelación el permiso correspondiente de conexión a red de las instalaciones bajo las condiciones establecidas de régimen especial. De esta forma el inversor podía comenzar la construcción y el órgano

- Se determina que en todas las metodologías que contengan actualizaciones de las retribuciones, tarifas y primas, vinculadas al Índice de Precios de Consumo habrá de sustituirse dicho índice por el Índice de Precios de Consumo a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos. Es decir un IPC más plano y con menor variación, para la actualización de las retribuciones correspondientes.
- Las nuevas retribuciones específicas estarán definidas para que el inversor obtenga, de forma segura, una rentabilidad razonable de la central de generación. Entendiéndose por rentabilidad razonable una rentabilidad de proyecto, que gira, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de las “Obligaciones del Estado” a diez años más 300 puntos aplicando el “diferencial adecuado” con una revisión de los parámetros retributivos cada seis años, o cada tres si así lo decide el correspondiente órgano regulador, a fin de mantener el principio de rentabilidad razonable reconocido legalmente.

Obteniéndose la retribución específica según tres parámetros: los ingresos por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción, los costes de explotación medios necesarios para realizar la actividad y el valor de la inversión inicial de la “instalación tipo” todo ello para una empresa “eficiente y bien gestionada” según criterio del regulador.

- La energía eléctrica procedente de instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable, tendrá prioridad de despacho a igualdad de condiciones económicas en el mercado, sin perjuicio de los requisitos relativos al mantenimiento de la fiabilidad y la seguridad del sistema, en los términos que reglamentariamente se determinen.
- La nueva Normativa, respecto retribución al régimen especial, posee carácter retroactivo, afectando por igual a las nuevas instalaciones como a las operativas, derogando en parte o en su totalidad *Leyes* anteriores, como las *Leyes 54/1997, 661/2007 y 6/2009*, entre otras, todas ellas

gestor valorar la incidencia o impacto en los costes de la tarifa eléctrica y su calendario.

de significativo alcance y anulando compromisos establecidos con las instalaciones puestas en marcha.

Bajo estas nuevas condiciones se comprueba que al igual que se favoreció a las empresas energéticas con medidas regulatorias cuando se fomentaban las energías en régimen especial²⁵ (sección 2.1), al día de hoy, también se las desea hacer partícipes, al igual que a los consumidores mediante el incremento de la factura eléctrica, de la necesaria reducción del déficit de tarifa, mediante la consecuente reducción de los beneficios empresariales obtenidos²⁶.

Como ejemplo, del efecto de las medidas gubernamentales sobre las empresas energéticas, se tiene que las empresas inversoras en parques eólicos han renunciando a desarrollar 928 MW del registro de preasignación. El sector eólico apenas instaló durante el año 2014, 27,48 MW, lo que supone el menor crecimiento en veinte años [29]. En general, las empresas energéticas, por ejemplo Iberdrola, planifican sus perspectivas 2014-16 orientándolas a la mejora de la eficiencia de sus instalaciones [58]. En cambio, por otro lado, REE [21], durante el año 2013, continua con sus actuaciones ampliando las interconexiones con Francia y Portugal y así, también cumplir con los objetivos transfronterizos marcados desde Europa [13] [15] [30].

2.2.4. Perspectivas y posibles escenarios

Las iniciativas desarrolladas, planteadas con anterioridad (subsección 2.2.3), pretenden aportar al sistema eléctrico de mayor consistencia técnico-económica. Por otro lado, se espera finalizar con el sobre coste de la moratoria nuclear en corto espacio de tiempo, anterior al estipulado, y reducir los costes aso-

²⁵El “régimen especial” toma a partir de la *Ley 24/2013* la nueva denominación de “instalaciones de producción con retribución específica”.

²⁶En agosto del 2013, se experimentó una nueva subida del 3,2% de la factura eléctrica, solamente para frenar el crecimiento del déficit de tarifa, cifrado en 3.600 millones de euros durante el periodo anual correspondiente. Pero además, 2.700 millones de los 3.600 millones de euros se recortaron a las empresas energéticas, comenzando un conflicto de intereses que se extenderá en el tiempo.

ciados al carbón nacional, con la reducción de las minas de extracción y la reconversión de las correspondientes centrales térmicas a centrales de gas. También se valora el progresivo cierre de algunas centrales térmicas dada su escasa rentabilidad [36] [37] [59] [60] no instalando ningún nuevo grupo térmico durante el periodo 2015-20.

Se ha presentado el déficit de tarifa como un factor limitante en el desarrollo de las energías renovables en el país (subsección 2.2.3). La evolución del déficit de tarifa tendrá mucha repercusión en los posibles escenarios en la instalación de centrales de energías renovables. La reducción del déficit de tarifa se verá beneficiada por un aumento en la demanda energética como se presentó en la subsección 2.2.3. Estudios realizados sobre la evolución de la demanda energética de un país [13] [30] presentan como factores determinantes en su magnitud a la variación porcentual del PIB, al desarrollo demográfico y a las medidas adoptadas en eficiencia energética²⁷.

El principal factor a considerar, de los tres expuestos, es la variación porcentual del PIB nacional, véase la figura 2.13 para el caso de España [21] [30]. En dicha figura, se comprueba, que en la mayor parte de los casos, cuando la variación porcentual del PIB nacional se mantiene positiva la demanda energética evoluciona favorablemente, en cambio con una variación del PIB negativa la demanda energética decrece, en el caso de que fuera nula, la demanda energética o bien cambia de tendencia o bien se mantiene plana. También se experimenta una respuesta en la tendencia de la demanda energética cuando a mediados del año 2009 la variación del PIB cambia bruscamente su tendencia pero, en este caso particular de rebote, también se observa un paralelismo de ambas tendencias.

Cuando se analiza la repercusión de la demografía en la demanda energética se puede observar para el caso de España, véase la figura 2.14, un detalle importante, si se descompone la población española entre españoles

²⁷Las medidas adoptadas para fomentar la autogeneración eléctrica y la eficiencia energética tendrán la misma repercusión respecto a la evolución de la curva de la demanda de energía eléctrica, puesto que ambas medidas implican una reducción de la demanda de energía eléctrica al sistema, por parte de los consumidores o usuarios finales.

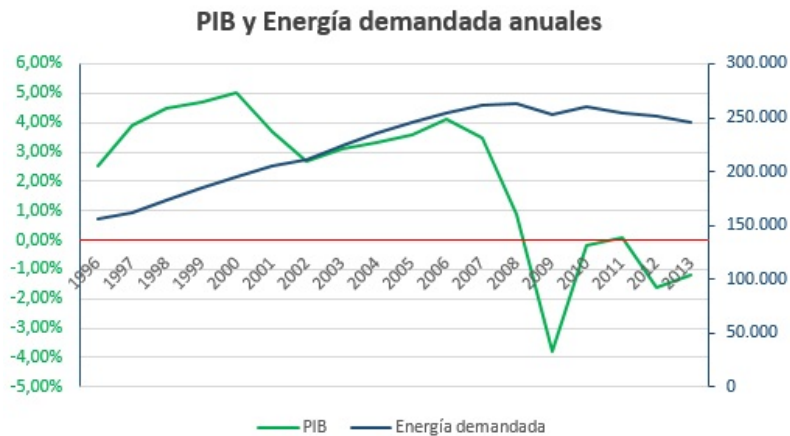


Figura 2.13: PIB y energía demandada en España anualmente. Elaboración propia, datos según fuentes [21] [61]

de origen e inmigrantes, se comprueba que existe un estrecho paralelismo entre el número de inmigrantes y la variación del PIB nacional, desplazado en el tiempo del orden de 2 a 3 años, posiblemente asociado a la variación de las oportunidades laborables. En cambio, exceptuando una leve tendencia de decrecimiento en el año 2012, la tendencia de los españoles ha variado muy levemente en la última década. Por tanto se puede establecer que la tendencia demográfica, en especial de la inmigración, es dependiente del PIB pero incrementa la influencia de este último sobre la demanda energética puesto que el consumo energético asociado a la inmigración también desciende.

Por último, al respecto de la eficiencia energética, se observa que también se encuentra influenciada por la variación del PIB nacional [62]. Lo cual establece que un PIB positivo se relaciona con un incremento positivo del ahorro de energía por la aplicación de medidas de eficiencia energética, el cual, a su vez, reduce la demanda energética. Por tanto, esta triple correlación entre PIB-Eficiencia-Demanda presenta a la eficiencia energética como causante de un efecto amortiguador en la repercusión de la variación del PIB sobre la demanda energética [30]. El cumplimiento de los objetivos de la Unión Europea referidos a la eficiencia energética, exige que, para el conjunto de la energía final, la intensidad energética (consumo de energía final/PIB) [49]

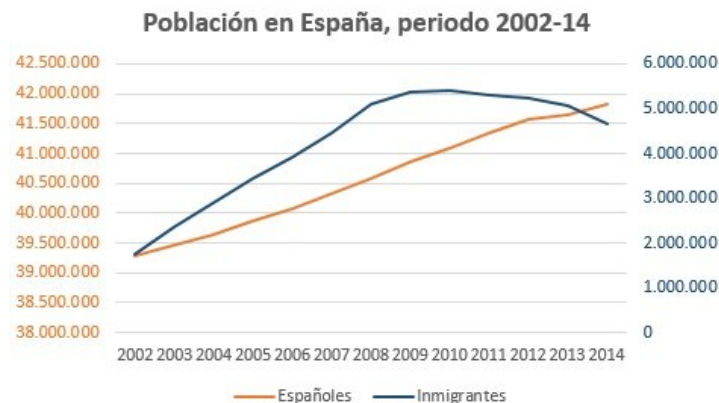


Figura 2.14: Evolución de la población española durante el periodo 2002-14. Elaboración propia, datos según fuente [61]

[63], disminuya el 1,6% de media anual de forma sostenible hasta 2020, pero dada la situación coyuntural de recuperación económica se estima, por parte del Gobierno español, que es más apropiado estimar una intensidad energética más reducida. En el desglose de las energías, la intensidad eléctrica final (consumo de electricidad/PIB) baja significativamente en el periodo de previsión a 2020, a un 0,5% anual [30].

Por tanto, después de las observaciones expuestas y para una estimación genérica a corto-medio plazo, se puede estimar una continuidad en la tendencia poblacional de origen y unas medidas de eficiencia energética que influirán amortiguando levemente la repercusión de la variación del PIB. En definitiva, centrar el estudio de la evolución de la demanda energética, principalmente, en la variación porcentual del PIB nacional [30]. A principios de 2015, los organismos internacionales prevén un remonte de la economía internacional y un crecimiento al alza del PIB español²⁸ lo cual como se ha comprobado estará asociado a un incremento de la demanda energética. Al mismo tiempo el precio del barril de crudo Brent ha pasado de costar 114,46 a 45,13\$ en aproximadamente seis meses [64] (figura 2.15), lo cual, suponiendo una

²⁸Por un lado el FMI, Fondo Monetario Internacional y por otro, la OCDE, Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico, estiman una variación del PIB español para 2015 del 2 y del 1,7% respectivamente.

positiva repercusión de la previsible vuelta de Irán como país exportador de crudo, se prevé una estabilización en precios de mercado más razonables que los habidos en los últimos años (figura 2.1). Por tanto, parece ser, que las medidas adoptadas y las nuevas situaciones económicas coyunturales se traducirán en una mejora de la situación técnico-económica del sistema eléctrico español que permitirá afrontar nuevos retos u objetivos.

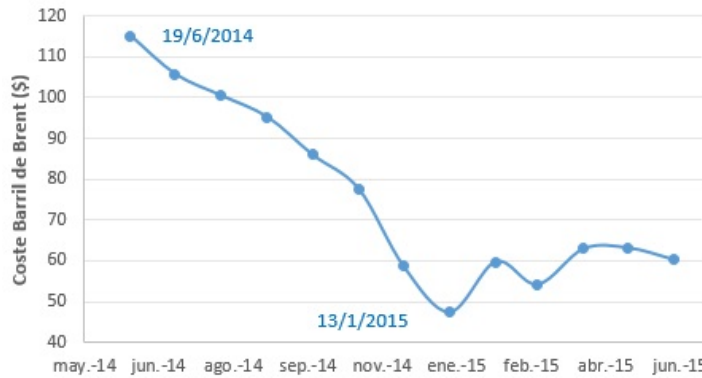


Figura 2.15: Evolución del precio del barril de crudo Brent USA, (indicado en FOB, Free On Board). Elaboración propia, datos según fuente [64]

Si se desea valorar la evolución del déficit de tarifa para determinar el futuro escenario del sistema eléctrico a medio o largo plazo, es harto complicado, puesto que como se ha pretendido trasladar a lo largo de la exposición anterior (sección 2.1) hay factores muy determinantes en las tendencias que afectan notablemente al sistema eléctrico, ejemplos se encuentran en las decisiones políticas o en aspectos sociales, los cuales, obligan a revisar los *Planes energéticos* realizados, alrededor de cada 4-5 años o cuando las necesidades lo requieran. De hecho, hay redactada una primera propuesta de *Planificación energética, Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica, 2015-2020* [59] donde se establecen nuevos objetivos a 2020, menos optimistas que los planteados en el *PANER 2011-20*, adaptados a las nuevas situaciones coyunturales y que representan la imposibilidad existente en el cumplimiento de los objetivos marcados inicialmente, véase tabla (cuadro 2.1). En Alemania, en julio de 2014, también se ha realizado una reforma de la *Ley "Erneuerbare-Energien-Gesetzes, EEG"* [19] reduciendo las expectati-

vas al 2020, pero manteniendo la misma disposición hacia las tecnologías de generación eléctrica renovable, por ejemplo, se reducen las expectativas de energía eólica offshore para el 2020 de 10 a 6,56 GW. Partiendo de la potencia instalada a 2012, en el caso español y apostando principalmente por las tipologías más maduras o con menor retribución [34] se experimenta una reducción de las expectativas inicialmente generadas de un 46% en el caso de la eólica terrestre y un 63% en el caso de la solar fotovoltaica.

Tecnología	PANER 2011-20 (MW)	PLAN 2015-20 (MW)
Fotovoltaica	8.367	6.030
Solar-concentrada	5.079	2.511
Eólica terrestre	35.000	29.479
Biomasa, residuos, biogás	1.587	1.293

Cuadro 2.1: Perspectivas de generación de energía renovable, según tecnologías, para el 2020. Fuente [13]

Para describir las posibles sinergias existentes entre la contribución a la demanda, la retribución y la energía generada sobre el déficit de tarifa y la rentabilidad, así como los órganos decisorios sobre cada una de ellas, se presenta el cuadro 2.2. Expuesta la incidencia del tanto por ciento de la contribución de la energía renovable en el sistema eléctrico sobre el déficit de tarifa, se tiene que la cuantía de las retribuciones a las renovables dependen principalmente de dos factores, la cuantía de la retribución por megavatio hora generado (€/MWh) y de los megavatios hora totales suministrados, ambos por cada tecnología. A su vez, se tiene que la cuantía de las retribuciones están íntimamente relacionadas con la rentabilidad de la inversión para los inversores de las empresas energéticas.

Si se tiene en cuenta que la contribución de las renovables al sistema eléctrico es una decisión medio establecida entre el Gobierno español y la Unión Europea plasmada en los *Planes Energéticos* y que la retribución específica asignada a cada tecnología es cuestión principalmente del Gobierno, animado por la Unión [15], se estima que el único factor condicionante, de los tres presentados, donde el inversor puede decidir libremente, es en los megavatios-

Factores condicionantes	Repercusión	Órgano competente
(%) Contribución a la demanda	Déficit	Gobierno y Europa
Retribución por MWh	Déficit y rentabilidad	Gobierno y Europa
MWh suministrado y $\text{Coste}_{\text{productivo}}$	Déficit y rentabilidad	Gobierno e inversor

Cuadro 2.2: Factores condicionantes, repercusión y órganos o entidades involucradas en el déficit de tarifa y la rentabilidad de la inversión

hora generados por sus instalaciones. Al reducirse la retribución recibida, los ingresos se deben compensar con un aumento de los MWh generados o una reducción del coste del MWh generado, ambas tareas relacionadas con la eficiencia productiva de la central generadora [27].

Por tanto, de todo lo expuesto, y valorando una continuidad de la tipología del sistema y un incremento de la contribución de las energías renovables (bajo el cumplimiento vinculante de los objetivos establecidos, véase sección 2.1), se pueden obtener las siguientes conclusiones:

- La retribución específica asignada a las renovables va a estar muy condicionada por el PIB, la demanda energética y la contribución de las renovables al sistema eléctrico. Además, va a ser el arma principal que el gestor correspondiente utilice para frenar el déficit de tarifa.
- Por tanto, mientras no haya otros ingresos adicionales al sistema eléctrico, vía Presupuestos Generales del Estado, que valoren otras aportaciones que realizan las energías renovables, como la generación de empleo [65] [66] o en mayor medida, las ventajas ecológicas [67], el inversor deberá optar por las vías de mejora de su rentabilidad desde una perspectiva propia y relativa a sus instalaciones, aumentando la eficiencia productiva de las mismas.

A pesar de que a principios de 2015 existan nuevos mercados exteriores al español para los inversores en sistemas de generación renovable, como la energía eólica offshore, en el Mar del Norte [68] [69] o energía eólica onshore

en países asiáticos o sudamericanos principalmente [3], en España, se estima que habrá nuevas ayudas para el cumplimiento de los objetivos nacionales al año 2020 tal y como sucedió en 2006 (sección 2.1), y los inversores puedan volverse a sentir atraídos por el mercado nacional [17]. Según el *PANER 2011-20* [13], la *Planificación energética, Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica, 2015-2020* [59] y el refuerzo realizado en el sistema de transporte de energía eléctrica (subsección 2.2.1), es de suponer que desde el órgano gestor se fomentará el incremento de capacidad productiva dando especial importancia a la mejora de la señal y gestión de la energía eléctrica generada y al aprovechamiento del mallado eléctrico existente, cuestiones ambas, favorecedoras técnica y económicamente para el sistema eléctrico.

Aunque posiblemente, la situación de bonanza de las inversiones en generación renovable que vierten energía a red haya finalizado o disminuya significativamente, para comenzar algunas de las tecnologías, especialmente aquéllas con menor retribución (eólica onshore, minihidroeléctrica y biomasa) a generar en una segunda etapa de explotación, donde pasen a tratarse como tecnologías de generación tradicionales con una pequeña retribución específica o subvenciones a la construcción inicial, u otras alternativas, también, es de suponer, una mayor reducción de las instalaciones de energías renovables poco maduras y que resulten excesivamente caras al sistema eléctrico.

Por tanto, a partir de ahora la eficiencia productiva toma suma importancia, precisando incrementar los beneficios de la central aerogeneradora para compensar la posible falta de retribución. Beneficios que se podrían recoger o bien, reduciendo los costes de inversión y/o explotación o bien, de aumentar la eficacia generadora o rendimiento de la instalación, lo cual posibilitaría un aumento de los ingresos [27]. Además, si se llegase a condicionar la prioridad de acceso para las energías renovables a la igualdad de condiciones en el mercado, aún sería más importante reducir el coste de producción por megavatio-hora.

Por último, planteando un escenario a más largo plazo, todo lo establecido anteriormente, posiblemente, esté más fundamentado puesto que, por

un lado, las previsiones demográficas son poco alentadoras²⁹ [70], y por otro lado, el incremento de las medidas de eficiencia energética y autogeneración, pronostican una menor repercusión de la variación positiva del PIB sobre la demanda energética [60]. Pero además, con el decremento poblacional y el aumento de las medidas de eficiencia energética, existirá una mayor repercusión en una hipotética variación negativa del PIB sobre la demanda energética, lo cual, unido al propuesto aumento de la contribución de las energías renovables al sistema eléctrico, hagan todavía más necesario una mayor autonomía de las energías renovables de las retribuciones percibidas [27].

2.3. Tecnología eólica, Calidad de suministro eléctrico

La Normativa Española establece garantizar la seguridad y la calidad del suministro eléctrico al menor coste posible para el usuario, [10] [71]. La calidad de suministro eléctrico engloba dos requisitos fundamentales, el primero está relacionado con la “seguridad y continuidad” en el suministro eléctrico, describiéndose por el número y la tipología de las interrupciones existentes en el servicio; el segundo, es relativo a la “calidad de la onda” suministrada, donde la tensión debe estar equilibrada y ser puramente sinusoidal con magnitud y frecuencia constantes dentro de unos parámetros establecidos.

Los sistemas eólicos pueden producir efectos severos sobre la seguridad y continuidad de suministro y calidad de onda por dos razones principalmente, la primera es la variabilidad del recurso y su repercusión en la energía generada, la segunda son las reducidas potencias de cortocircuito en el nudo de conexión, habitualmente con niveles de tensión en el punto de acometida igual o inferior a 66 kV. Potencias de cortocircuito reducidas con fuertes

²⁹Las previsiones establecidas por el Instituto Nacional de Estadística son una reducción progresiva de la población española, cuantificándose en el -2,46% para el 2022, el -2,75% para el 2032, el -2,39% para el 2042 y el -2,84% para el 2052, resultando en una población total de 41.558.096 a 1 de enero de 2052.

variaciones de potencia eléctrica generada pueden afectar significativamente a la calidad de la energía eléctrica [72]. La tecnología del propio parque eólico y en especial de sus aerogeneradores, tiene una gran influencia tanto en la respuesta ofrecida a las perturbaciones ofrecidas por la red, como a las perturbaciones que el propio parque pueda introducir en la red.

Desde el punto de vista del propio sistema eléctrico y para asegurar una calidad de suministro eléctrico, se ha desglosado, principalmente en la subsección 2.2.1, lo referente a la necesidad de adecuación de la gestión del sistema y de las infraestructuras eléctricas. A continuación, se va a describir brevemente la evolución experimentada de la tecnología eólica desde su raíz inherente y en comunicación constante y directa con el operador del sistema.

En los primeros 20 años de instalación eólica en España, 1982-2002 (apéndice A) los problemas eran de tipo menor pues su participación en el sistema eléctrico era escasa (el 5% en 2003 a nivel peninsular). Durante el periodo 1980-1990, el estudio se concentró en los recursos eólicos y en el impulso de una tecnología nacional con la instalación de pequeños parques eólicos, lo cual, conllevó a un periodo de consolidación para esta nueva industria [73]. Hasta el año 1995 se construyeron centrales de generación muy distribuidas y de reducida potencia instalada (49 parques eólicos, repartidos principalmente en Galicia, Andalucía y Canarias) donde los principales problemas se encontraban en la propia conversión de energía cinética a mecánica y posteriormente a eléctrica de la turbina eólica y el incremento en la producción eléctrica, mejorando el factor de capacidad [74] y su rendimiento. Respecto los aerogeneradores instalados, casi la totalidad, eran asíncronos de velocidad fija (85%). Respecto al control de potencia de la mayor parte de ellos se regulaban por entrada en pérdida aerodinámica (78%), aunque un 22% lo hacía a través del cambio de paso en las palas o paso variable [74] [75].

Una distribución típica de los costes de operación de los parques eólicos representaba el 23% en sustituciones y averías, además del 55% en operación y mantenimiento [73]. Por tanto, en los años posteriores, los fabricantes apostaban por torres aerogeneradoras robustas y muy sencillas de concepto, con elementos de fácil montaje y sustitución en caso de avería, que no incor-

porarán sistemas aerodinámicos de limitación de potencia ni convertidores electrónicos para variar la velocidad de giro de la máquina eléctrica [72] y así, aumentar la disponibilidad de la instalación [76]. Para aerogeneradores de potencia superior a 500 kW se unificaba la utilización del ángulo de paso. De hecho, en el periodo comprendido entre los años 1998-2001, ambos inclusive, los aerogeneradores predominantes en España eran de 600-660 kW, véase apéndice A.2, siendo el generador tipo instalado asíncrono de velocidad fija y de paso variable [76] [77]. Con relación a los fallos técnicos más frecuentes que podían presentarse en un parque eólico, estos eran los relacionados, en un 51% con el sistema de control y en un 20% con la caja multiplicadora en el tren de transmisión [76]. En cuanto a la meteorología, las causas de fallos más comunes eran aquéllas debidas, en un 88% de los casos, a vientos de alta velocidad, heladas (en un 11%), y relámpagos (en un 1%).

A principios de 2000 frecuentaban los estudios sobre sistemas de regulación mediante electrónica de potencia para mejorar la eficiencia de la instalación [78] [79], estudios favorecidos por el significativo desarrollo de los dispositivos electrónicos de potencia en los años sucesivos [80] [81]. Se estudiaba la incorporación de convertidores electrónicos, entre el generador y la red eléctrica, para condicionar la velocidad de giro del generador y por otra parte, tratar la energía eléctrica generada para verterla a la red [66] [72]. La velocidad variable permite el cambio de la velocidad del rotor al mismo tiempo que lo hace el viento optimizando de este modo la energía capturada [75] [76] [77]. Además, al utilizar convertidores electrónicos se consigue que la caja multiplicadora reduzca esfuerzos cíclicos que provocan fatiga de sus componentes y reducen su vida útil, pues trabaja a una relación fija de transmisión [76]. Progresivamente se abandonó la regulación aerodinámica del paso fijo pasando a ser variable y los generadores en lugar de ser asíncronos de jaula de ardilla, se convierten progresivamente en doblemente alimentados con conversión parcial de potencia. En ambos casos, la razón fundamental fue dotarles de un mayor grado de flexibilidad de operación, ante las cambiantes condiciones de viento. Posteriormente se conseguía eliminar la necesidad de la caja multiplicadora mediante el generador síncrono multipolo y su posterior variante de imanes permanentes [75]. El generador síncrono proporciona

una potencia de mejor calidad y es el más indicado para su conexión a la red pero a su vez requiere de unos sistemas de control más caros y un sistema adicional de control de velocidad del rotor para su sincronización [76].

Ahora bien, según se incrementaba la participación de la energía eólica en el sistema eléctrico las afecciones iban tomando mayor peso [77] [82] [83], además, la dispersión en la propiedad y, por tanto, en la interlocución con el operador del sistema, REE, imposibilitaba una rápida respuesta en la operación a tiempo real, lo cual sumado a la propagación y la correspondiente extensión de las faltas acontecidas [66] resultaba muy negativo para el sistema eléctrico. En algunas ocasiones se experimentaban grandes diferencias entre la energía programada y la energía eólica realmente suministrada a la red (subsección 2.2.1); bien a efectos atmosféricos como, por ejemplo, velocidades de viento excesivamente altas a las cuales los aerogeneradores no podían hacer frente [66], descargas atmosféricas y sus correspondientes sobretensiones transitorias [84], o bien anomalías del propio sistema como, por ejemplo, maniobras de operación mal efectuadas [85], tanto internas como externas al parque eólico, o faltas, con la correspondiente caída de tensión y el asociado aumento de intensidad en la central aerogeneradora, acarreando la autodesconexión e interrupción en la generación, para no poner en riesgo, entre otros, al convertidor de potencia.

Por parte del operador del sistema, REE, y mediante el “Centro de Control del Régimen Especial, CECRE”, se recurre a la monitorización³⁰ de la disponibilidad real de potencia eólica y de su correspondiente programación, con los parques y sus agrupaciones, calculando, en su caso, la potencia de sus-

³⁰Para reducir la intercomunicación entre parques y el CECRE se promulga el *Real Decreto 1454/2005* [86] que establece la obligación de los parques eólicos cuya potencia instalada supere los 10 MW de adscribirse a un “Centro de Control de Generación, CCG”, que sea el interlocutor con REE. El CECRE recibe información relativa a la potencia activa, reactiva, tensión, conectividad, temperatura y velocidad del viento y envía las señales de control de producción a los Centros de Control de Generación. Mediante la utilización de programas de análisis de sistemas de potencia, del tipo al “GEMAS, Generación Eólica Máxima Admisible en el Sistema”, el CECRE calcula la producción eólica que en cada momento puede integrarse en el sistema eléctrico en función de las características de los generadores y del estado del propio sistema eléctrico.

titución necesaria. Además, se llega a establecer, la limitación de producción eólica, de forma que, llegado el caso, se faculte una desconexión de potencia asumible por el sistema sin que tenga lugar una perturbación grave que afecte a la continuidad o calidad del suministro [82].

Pero, por otro lado, también debían ser modificadas las características de los generadores para evitar las desconexiones que producían un serio impacto en la continuidad y calidad del suministro [66] [79] [82] [87] [88] [89] [90]. De hecho, desde el punto de vista del propio parque eólico, las directivas de conexión a red se iban endureciendo y resultando cada vez más estrictas en los requerimientos de conexión para verter energía a red [86] [91] [92] [93] [94] [95]. Las certificaciones del parque eólico serían el comprobante del cumplimiento de los requerimientos establecidos.

La principal perturbación a la que tuvieron que hacer frente los parques eólicos fue la respuesta a los denominados “huecos de tensión”³¹ [95] puesto que podían generar un disparo de la conexión del parque y afectar directamente a la continuidad del suministro eléctrico, además, la variación de reactiva inducida por parte del parque también resultaba significativa. Las causas más típicas de los huecos y cortes de tensión son las faltas en la red eléctrica o en las instalaciones de los clientes. Por ello, los huecos y cortes de tensión tienen un carácter fundamentalmente aleatorio, no siendo posible su eliminación total, ni tampoco reducirlos a partir de un cierto límite.

Las instalaciones recibían un complemento por cumplir o adaptarse al cumplimiento de los requerimientos establecidos, por ejemplo, se tenía la retribución, con carácter temporal, por el “Complemento por continuidad de suministro frente a huecos de tensión”³² [32], ahora bien, aquellas que no

³¹Un hueco de tensión es una disminución brusca de la tensión seguida de su restablecimiento después de un corto lapso de tiempo. Por convenio, un hueco de tensión dura de 10 ms a 1 minuto. Interrupción o corte breve de tensión es un hueco de tensión del 100% de profundidad.

³²Según el *Real Decreto 661/2007* instalaciones eólicas que, con anterioridad al 1 de enero de 2008, y con inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial, tendrían derecho a percibir un complemento específico, una vez que cuenten con los equipos técnicos necesarios para contribuir a la continuidad de

cumplieran o no se adaptarían a dichos requerimientos perderían derechos retributivos establecidos con anterioridad. Ciertos aerogeneradores ya instalados presentaron un informe técnico de imposibilidad de cumplimiento con anterioridad al 1 de enero de 2009, con la requerida aprobación por el organismo competente, que les permitió seguir generando energía³³ [96].

Por otro lado y también controlado por el Cere se encontraba el control de tensión o del factor de potencia de las instalaciones eólicas. A partir del *Real Decreto 661/2007* [32] las instalaciones eólicas podían obtener un complemento retributivo por mantener el factor de potencia dentro de unos márgenes establecidos, oscilando su valor según se encontraran en horas punta, llano o valle. Pero con la modificación correspondiente del *Real Decreto 1565/2010* [97] los parques eólicos debían tener un factor de potencia establecido (entre 0,995 inductivo y 0,995 capacitivo) que solamente podía ser variado por mandato exclusivo del operador (entre 0,98 capacitivo y 0,98 inductivo) y de esta forma utilizar las propias centrales eólicas como correctoras de tensión. Al mismo tiempo se evitaban las variaciones de tensión que anteriormente se experimentaban en el sistema eléctrico al variar la reactiva según horario para cobrar el complemento retributivo establecido [82] [98], variaciones de hasta 18 kV en nudos de la red en transiciones valle-llano-punta [99]. Posteriormente y bajo propuesta de la CNE *Borrador P.O. 12.2* [100] se propone la participación de las instalaciones de renovables en el control continuo de tensión del sistema, proponiendo dos modalidades: modalidad A (generadores que siguen una consigna de tensión) y modalidad B (generadores que mantienen un factor de potencia), dando prioridad de conexión en caso de limitación a la primera por presentar una adecuación tecnológica con mayor contribución a la seguridad y calidad del suministro en el sistema.

suministro frente a huecos de tensión, según se establece en los procedimientos de operación correspondientes, durante un periodo máximo de cinco años, y que podrá extenderse como máximo hasta el 31 de diciembre de 2013, el cual, tendrá el valor de 0,38 cent/kWh, revisado anualmente, de acuerdo al incremento del IPC.

³³La razón que se planteó para tal efecto y que avala lo comentado anteriormente, fue la poca proporcionalidad de potencia instalada que representaban los aerogeneradores no adaptables respecto al total de la potencia eólica total instalada en el sistema, menor del 5%, cuestión que reducía los impactos en la calidad de onda del sistema.

Aunque la repercusión de los procedimientos de operación requeridos han ido adquiriendo resultados³⁴ y los aerogeneradores modernos presentan las prestaciones necesarias para el cumplimiento de los requerimientos, se observa que a fecha de 2012 [98], continua la necesidad de mejora del factor de utilización³⁵ [82], la incidencia de los huecos³⁶ y del control de la tensión y la necesidad de gestión de la energía suministrada [98]. En el apéndice B, se describe brevemente la comparativa de algunas de las características del conjunto: máquina eléctrica y sistemas de control, mecánicos y eléctricos, existentes. Por su parte, los fabricantes y las plataformas tecnológicas desarrollan las correspondientes investigaciones para mejorar las prestaciones y adecuarlos a los nuevos requerimientos [66] [79].

Para finalizar se pueden extraer algunas conclusiones de esta sección:

- Se ha descrito la evolución tanto de la tecnología eólica como de las medidas adoptadas por el operador para adecuarse a la integración en la red. Aunque, al día de hoy, se conservan un número cuantioso de tecnologías obsoletas sin cumplimiento de requerimientos.
- Los requerimientos técnicos establecidos por el operador del sistema continuarán siendo la principal solución para hacer frente a problemas obligando a los parques instalados a inversiones de adecuación, en algunos casos parcialmente subvencionadas, y favoreciendo retributivamente a los parques eólicos que cumplan con lo establecido.

³⁴En el periodo 2008-10 las pérdidas de generación eólica asociada a hueco de tensión disminuyeron en más de la mitad.

³⁵La probabilidad de que el factor de utilización del parque eólico supere el 60% es prácticamente nula, siendo la probabilidad de que esté por debajo del 20% un 50%.

³⁶A mediados de 2012, 500 MW de aerogeneradores no disponían de capacidad para soportar huecos de tensión inferiores al 85% de su tensión nominal con duración inferior a 100 ms.

Capítulo 3

Repotenciación eólica

La repotenciación eólica se puede definir como la acción de cambiar algún aerogenerador de un parque eólico para mejorar sus prestaciones y al mismo tiempo, aumentar la potencia generadora del mismo. Es decir, la repotenciación se podría plantear como una inversión de reemplazamiento, para ganar en prestaciones y de ampliación, para aumentar la capacidad productiva. Cuando sólo se mejoran las prestaciones sin variar la potencia generadora la acción se denomina “remaquinación”, caso del reemplazamiento del aerogenerador AWEK-60 del parque eólico de Cabo Vilano (apéndice A.1).

La mayor parte de las veces que existe algún tipo de impacto negativo se plantean las acciones de ampliar o repotenciar, tanto técnica, resolviendo las necesidades del sistema eléctrico, como medioambientalmente, aprovechando instalaciones que ya han sido aceptadas por el entorno social [101], puesto que tal y como se ha comprobado, la cercanía del proyecto eólico disminuye el grado de oposición social [102]. Pero la rápida evolución tecnológica experimentada por los aerogeneradores y su inminente integración en red ha originado que parques eólicos construidos pudieran tener un significativo aumento de prestaciones y de producción si se procediera a la repotenciación de sus aerogeneradores, incluso antes de haber superado su vida útil establecida en 20 años, tal y como se expondrá posteriormente. En regiones pioneras en la instalación de centrales eólicas como Dinamarca o California, ya se experi-

mentaba la necesidad de la repotenciación a mediados de la década de los 90 [103], incluso hay parques eólicos que, en la actualidad, han desarrollado su segunda etapa de repotenciación [104]. También se encuentran razones como la aceptación social [105] a pesar del incremento de impuestos (subsección 2.2.2) o la falta de extensión adecuada para instalar nuevos parques [106].

En España se han repotenciado 330 aerogeneradores con un total de 45,98 MW (apéndice A.2), cantidad que se puede valorar reducida comparándola con los 84,53 MW en funcionamiento que en 2015 tendrán su vida útil superada y que, en el 98,8% de los casos, son de potencia menor a 600 kW (apéndice A).

3.1. Posibilidades de la repotenciación eólica

La repotenciación eólica ofrece posibilidades para alcanzar los objetivos nacionales en la sustitución de energías tradicionales por fuentes renovables y al mismo tiempo puede aportar otra serie de beneficios del tipo técnico, social y económico. A continuación se describirán algunos de ellos con mayor detenimiento.

Aumento de la producción energética del parque eólico

Según la expresión de la potencia eléctrica final del grupo aerogenerador (3.1) [72], se observan los factores que repercuten directamente en su valor.

$$P_e = \frac{1}{2} \cdot c_{pe} \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot \rho \cdot v^3 \quad (3.1)$$

P_e = Potencia eléctrica que se extrae del viento

c_{pe} = Coeficiente de potencia eléctrico

D = Diámetro del rotor

ρ = Densidad del aire

v = Velocidad media del viento a la altura del buje

El coeficiente de potencia eléctrico, c_{pe} , está directamente asociado a las prestaciones y eficiencia del aerogenerador, según la expresión (3.2), depende de parámetros específicos del grupo y a su vez de la velocidad y del diámetro del rotor. Es un parámetro que valora la cantidad de potencia eléctrica que el aerogenerador es capaz de extraer de la energía cinética del viento, incluyendo rendimientos mecánico y eléctrico.

$$c_{pe} = c_{pm}(\beta, \lambda) \cdot \eta_m \cdot \eta_e \quad (3.2)$$

c_{pm} = Coeficiente de potencia mecánico

β = Ángulo de paso

λ = Velocidad específica de la turbina

η_m = Rendimiento mecánico del aerogenerador

η_e = Rendimiento eléctrico del aerogenerador

Las mejoras aerodinámicas en el diseño de palas [107] [108], mejoras en los sistemas de control y regulación [79] [109], velocidad y paso variables, algunos comentados en la sección 2.3 y clasificados por tipología en el apéndice B, han resultado determinantes en la mejora del coeficiente de potencia eléctrico, c_{pe} . También, se han experimentado unas reducciones muy significativas de las pérdidas mecánicas, en especial de la caja multiplicadora que llegan a su cénit con su desaparición en los generadores multipolo o de imanes permanentes (véase apéndice B) y eléctricas del sistema generador, aunque a veces compensadas con las pérdidas ofrecidas por la necesidad de incorporación de los convertidores electrónicos de potencia [79].

El diámetro del rotor, al ser un factor al cuadrado, es el parámetro propio de la turbina que más influye en su capacidad. Las dimensiones del aerogenerador han experimentado un notable crecimiento, llegando a diámetros de rotor de 164 metros, permitidos por el desarrollo tecnológico de las aspas y de sus materiales [108] [110].

Respecto la velocidad del viento se tiene que al ser los aerogeneradores de mayor altura la velocidad del recurso experimenta un incremento. Precisándose, primero, un necesario equilibrio económico entre ganancia de velocidad e incremento del coste de la torre y segundo, un equilibrio de las características del recurso, entre la variación según la capa superficial o la de Ekman, según la estabilidad de la atmósfera y según las turbulencias [72]. Considerando la altura de buje en la capa superficial (hasta 100 m) se tiene la ecuación (3.3) para una atmósfera neutra y respecto una velocidad media de una altura de referencia.

$$v = v_{z_r} \cdot \left(\frac{\ln(\frac{z}{z_0})}{\ln(\frac{z_r}{z_0})} \right) \quad (3.3)$$

v_{z_r} = Velocidad media a una altura de referencia

z_r = Altura de referencia

z_0 = Rugosidad del terreno

Al mismo tiempo, los aerogeneradores, también han mejorado el rendimiento en velocidades de viento reducidas [104].

Desde el punto de vista energético se suma un cuarto parámetro, las horas de utilización, h_u . Al aumentar las horas de utilización se mejora el factor de capacidad de las centrales y la garantía de potencia existente [111]. Cuando en España se iniciaba la investigación y el desarrollo de la energía eólica se buscaban emplazamientos con buenos recursos eólicos para favorecer en lo posible una tecnología que comenzaba con muchas complicaciones [74] y máquinas con rendimientos muy reducidos [112]. Colmenar et al. (2015), presentan en un ejemplo propuesto a estudio de una central eólica ubicada en Galicia un incremento del factor de capacidad del 57% entre 1999 y 2010. En la evolución anual de las horas de funcionamiento de las instalaciones eólicas en función del año de puesta en servicio (figura 3.1), se puede observar como a medida que aumenta el año de puesta en marcha de los parques eólicos, el número de horas anuales va disminuyendo.



Figura 3.1: Horas de utilización según año de conexión del parque eólico. Elaboración propia, datos según fuente [6] [27].

Caben destacar varios comentarios sobre la figura 3.1, que todavía pueden aportar mayor solidez a lo comentado respecto la disminución de las horas de utilización. Respecto el último año de la gráfica se tiene que dependiendo de la fecha de puesta en marcha de los parques eólicos, se pueden obtener valores anómalos, puesto que el viento no tiene la misma intensidad a lo largo de las distintas estaciones del año. Por otro lado, se tiene que en la gráfica presentada se incluyen las horas de utilización de los parques repotenciados, cuestión que ha mejorado la curva del año correspondiente a la puesta en marcha del parque repotenciado y posiblemente, ha reducido las horas de la fecha del correspondiente parque inicial. También, destacar que los parques más antiguos tienen más horas de parada por avería, cuestión que afecta a sus horas de utilización. Por último, los aerogeneradores modernos, al precisar de velocidades de viento más reducidas para arrancar que los generadores antiguos [113], disponen de más horas de utilización.

Con todo lo expuesto referente al aumento de la potencia eléctrica ofrecida por el sistema aerogenerador sumado a la posibilidad de mayor aprovechamiento de las zonas de mejor recurso eólico cabe suponer que la repotenciación ofrece la posibilidad de mejorar la producción energética de los

parques eólicos. Esta mejora será tanto mayor cuanto mayor sea la diferencia existente, primero, entre las prestaciones de los aerogeneradores sustituidos, y segundo, entre las horas de utilización que posibilite el antiguo emplazamiento respecto a las de un nuevo emplazamiento alternativo [112] [113].

Finalmente, se comenta, que en el caso de Alemania [106], se han seleccionado determinadas regiones en función de la producción estimada como adecuadas para la instalación y repotenciación eólica frente a otras que serán utilizadas para otros menesteres más adecuados a sus posibilidades.

Mejor conocimiento de las particularidades del emplazamiento

Al proyectar un parque eólico se busca fundamentalmente que la energía obtenida sea máxima y que las cargas turbulentas, que deben soportar los aerogeneradores acortando su vida, sean mínimas. Al repotenciar un parque, además de aumentar la potencia de generación y mejorar las prestaciones de los aerogeneradores, se tiene la ventaja de poder seleccionar las características del aerogenerador con mayor precisión y ajuste a las necesidades requeridas por el emplazamiento [87] [111], pues los datos o registros del recurso disponible en dicho emplazamiento de los que se disponen son mucho más abundantes que con los que se trabajó en la fecha de construcción del parque eólico inicial donde se disponía de los datos meteorológicos locales de al menos una central meteorológica instalada en el emplazamiento (aprox. 1-2 años) [114], sin la presencia de torres aerogeneradoras instaladas. Con el registro de datos más extenso y particularizado al emplazamiento, donde se tendrán tantas centrales meteorológicas como aerogeneradores, se pueden facilitar tareas como las expuestas a continuación, las cuales, pueden ser beneficiosas tanto para el promotor como para el propio sistema eléctrico:

- Se pueden conocer con mayor certeza las características de los aerogeneradores más adecuados a utilizar, puesto que se dispondrán de registros de frecuencias de viento y direcciones que permitirán disponer de mayor base de datos para la estimación de la producción energética [104].

- Se puede evaluar con mayor precisión la estimación de los recursos [111], influenciados por colinas, obstáculos, configuraciones orográficas próximas, el resto de las turbinas, etc. y su afección a las predicciones meteorológicas, es decir, las técnicas de regionalización estadísticas utilizadas para la previsión combinan la información del análisis retrospectivo de baja resolución a gran escala, simultáneamente, con registros locales de alta resolución, para inferir relaciones estadísticas entre ambos campos [115], pudiéndose realizar con mayor certeza la predicción del recurso a corto plazo y así facilitar una de las grandes barreras contempladas en el sistema eléctrico como es la gestión y planificación de la producción energética (subsección 2.2.1).

- Se puede obtener una estadística de los valores extremos de viento y de esta forma se podrían preparar las futuras instalaciones para posibles sucesos o acontecimientos que pudieran acarrear la interrupción de servicio del parque eólico, fenómeno no deseado y con consecuencias negativas para la evolución de la integración de la tecnología eólica en el sistema eléctrico (subsección 2.2.1). Esta metodología está aplicada en diversos estudios donde se precisa estimar los valores extremos que pueden presentarse en un futuro y poder tomar precauciones y minimizar los efectos negativos. Hay distintos métodos de obtención para conocer la probabilidad de que la velocidad máxima de viento en un emplazamiento supere un valor determinado [72]. Uno de ellos es la distribución de valores extremos de Fisher-Tippet del tipo I, denominadas de Gumbel [116] [117]. Esta metodología comúnmente utilizada en diversas aplicaciones donde pudieran presentarse catástrofes debido a valores extremos no previstos, especialmente de valores meteorológicos [118], por ejemplo, caudales hidrológicos y estudios de longevidad o fatiga de materiales en estructuras [119].

- Referente a las protección de la instalación ante descargas atmosféricas [85], optando por las protecciones adecuadas según la cuantía de las descargas registradas en el emplazamiento.

Por tanto, con todo lo expuesto, el conocimiento de los recursos del emplazamiento se puede valorar como beneficioso tanto para el inversor como para el sistema. El inversor obtendrá mayor información extrapolable a la optimización del rendimiento de la instalación, con menor riesgo respecto a la disponibilidad que el abordado inicialmente y, además, obtendrá más información para la correcta protección de la instalación y así evitar interrupciones imprevistas. El sistema se verá favorecido al obtener mayor información de la producción y fiabilidad del parque (sección 2.3).

Reducción de impactos eléctrico y medioambiental

Según se expuso en la sección 2.3, los procedimientos operativos serán de uso restrictivo, por tanto, al incorporar modelos de última generación, los cuales, deberán estar certificados [100], se faculta la integración en el sistema eléctrico [96] y se favorece la sustitución de tecnologías obsoletas [113]. Nivedh et al. (2013), presentan los beneficios aportados por la repotenciación a este respecto. Además, al reducir su velocidad mínima de trabajo el aerogenerador también adquiere mayor dinamismo en la incorporación a red [113].

Por otro lado, también disminuyen los impactos medioambientales, mejorando la insonorización del aerogenerador y de sus componentes mecánicas. Además, se observa que para conseguir el máximo coeficiente de potencia mecánico, c_{pm} (3.4), con un ángulo de paso, β , constante y modificando la velocidad específica de la turbina, λ , según la expresión (3.5), al adecuar la velocidad angular de giro de la turbina, Ω , se consigue una mejor obtención del máximo coeficiente de potencia, c_{pm} .

$$c_{pm} = f(\beta, \lambda) \quad (3.4)$$

$$\lambda = \frac{\Omega \cdot (\frac{D}{2})}{v} \quad (3.5)$$

Ω = Velocidad angular de la turbina

Pero, según la expresión (3.5), se tiene que al aumentar el diámetro del rotor, D , disminuye la magnitud de la velocidad angular, Ω , necesaria [72] y por tanto, se tiene una importante reducción del ruido generado, presentada por algunos autores [121]. Además, una rotación más lenta reduce la mortalidad aviar [122]. En repotenciaciones desarrolladas con 15 años de antigüedad (1992-2007) la reducción de la velocidad angular experimentada ha sido pasar de 72-43 r.p.m. a 7-11 r.p.m. según tipo de aerogenerador [123], a lo cual, respecto la afección aviar, se le suma la mayor separación entre aerogeneradores de 18-30 metros iniciales a 150-175, debido al decremento del número de torres, pasando de 250 a 37 unidades. Notación importante puesto que las estimaciones referidas a los impactos medioambientales generados por la energía eólica sobre la naturaleza o biodiversidad se valoran negativamente y podrían ser más importantes que otros impactos dada la mayor cercanía del impacto [105]. Valoraciones confirmadas a partir de estudios realizados, por ejemplo, en la región de La Plana, Zaragoza, España [124], aunque otros estudios los intentan aminorar comparando los daños experimentados con los realizados por las centrales de recurso fósil sobre las especies [125].

También se tiene una reducción de impactos visuales [104] [113], aunque las turbinas de viento sean mayores y por tanto, más visibles. Un estudio de los efectos de las repotenciaciones en tres regiones de Alemania [29] [126], muestra que la altura aumenta en un factor de 2, mientras que el número de turbinas se reduce a la mitad o a una quinta parte mientras que la capacidad instalada aumenta entre 1,5 y 3,5. Datos similares a experiencias españolas, donde el número de turbinas se redujo en un 85% y la capacidad se incrementó en un factor de 2,5 [123]. El aumento de la altura de los aerogeneradores ha sido una preocupación para los responsables políticos en Alemania que llevan los límites de altura y otras restricciones a la concesión de permisos para la repotenciación [106]. Actitudes dispares con otras sociedades como la danesa, que apuesta por un incremento de potencia asociado a una disminución de número de torres [103], aunque éstas sean de mayor dimensión, cuestión que conduce a una reducción del impacto negativo sobre la sociedad [127].

Por último, se tiene que la reducción de los impactos comentados también ofrecen un efecto amortiguador para aquéllos críticos emergentes de determinadas regiones donde se relaciona la gran densidad de parques eólicos con la afección negativa generada sobre otros medios económicos, como el turismo rural, que no se benefician de las instalaciones de energías renovables [128]. Cuestiones acontecidas con anterioridad, centrales hidroeléctricas, en regiones donde el exceso de instalaciones, como en Galicia, provocó la supresión de los permisos hasta para las consideradas minihidroeléctricas.

Por tanto, de lo expuesto se concluye que la repotenciación ofrece una reducción de impactos técnicos y medioambientales (acústico, aviar y paisajístico), positivos para su aceptación social, además de una mayor preparación tecnológica para posibles requerimientos futuros.

Reutilización y reducción de costes

Además de lo comentado hasta ahora, la repotenciación aporta la posibilidad de reutilización de elementos y infraestructuras existentes en el parque eólico inicial, y la reducción de costes en otras partidas, lo cual se traduce en un ahorro económico tanto en la inversión como en la vida operativa del parque. Además, cuando los elementos ya existentes, pueden ser reutilizados, también se consigue reducir el impacto medioambiental [129].

Los aerogeneradores desmantelados pueden admitir distintos destinos: un mercado de repuestos internacional [130], países en desarrollo donde el sistema de potencia posea poca capacidad de transmisión o instalaciones limitadas en su capacidad de potencia instalada [131], instalaciones de otra tipología que habiendo clausurado su anterior actividad tienen las instalaciones eléctricas e infraestructuras creadas, etc. En algunos casos, los revendedores se hacen cargo del desmonte del aerogenerador quedando a la par con el cliente [132]. Otras veces y también para otros componentes, como torres, aspas, etc., puede resultar más interesante la venta de los materiales por peso y tipología [104] [112].

Respecto las edificaciones o infraestructuras, algunas podrán ser utilizadas sin sobrecoste, edificaciones de control y almacén [133], y otras precisarán de algún sobrecoste de refuerzo o ampliación, como los viales de los accesos al parque [112].

Respecto las infraestructuras eléctricas su aprovechamiento estará muy condicionado al incremento de la potencia instalada que supone el parque repotenciado [113]. Pudiendo, en el caso de que la potencia no varíe, aprovechar gran parte de las instalaciones originales [112], en especial las instalaciones eléctricas. Según experiencias reales con parques repotenciados muestran que las infraestructuras de evacuación permiten el aprovechamiento efectivo y eficiente del incremento del producible al que llevaría la repotenciación con cambios menores de cableado [123].

Por otro lado, también se experimentan reducciones en los costes de ingeniería para un parque repotenciado respecto un parque nuevo, pero hay que hacer especial hincapié en referencia a los trámites administrativos necesarios en uno y otro caso. Respecto el *Real Decreto 661/2007* [32], se tiene, que si la instalación repotenciada no supera en más de un 40% la potencia inicialmente instalada, no se precisa una nueva solicitud de acceso a la red. Cuestión que reduce los tiempos administrativos considerablemente [113].

Según algunos autores, la operación de mantenimiento se reduce con la repotenciación puesto que los aerogeneradores antiguos, cuestionándose a partir de los 10 años [121] [129], pierden rendimiento con el tiempo y se pierden posibilidades de recambios [111] [113], sin embargo, según otros autores [104], lo que se gana en modernidad se pierde al aumentar la complejidad de las máquinas, resultado finalmente, una similitud de los costes de mantenimiento. Aunque, también se hace mención del cumplimiento de los procedimientos del operador con aerogeneradores de última generación y la facultad de evitar posibles inversiones de adecuación [134].

Por tanto, a partir de la presentación realizada por distintos autores quedan patentes varias partidas que deben ser valoradas en la repotenciación.

3.2. Viabilidad económica y perspectivas de la repotenciación eólica

En el apartado anterior se han descrito las diversas ventajas ofrecidas por la repotenciación eólica, presentándola como un medio de actuación eficaz para el aumento de la aportación de las energías renovables al mix de generación. En consecuencia, se han realizado diversos estudios sobre la viabilidad económica de la repotenciación eólica.

Uno de los análisis más detallados, Colmenar et al. (2015), realiza una comparativa entre la alternativa de inversión de un parque a repotenciar u otro nuevo. El análisis económico desarrollado se encuentra muy bien sustentado acompañándolo de una encuesta a fabricantes y promotores. Además, realiza un desglose muy detallado de las partidas a realizar, finalizando con el análisis de la variación de los factores económicos en la elección. Respecto el análisis técnico, que acompaña al económico, se realiza una interesante evaluación del parque eólico nacional y se evalúa, acertadamente, la variación de la velocidad con la altura al realizar una repotenciación. Al no cambiar la potencia instalada del parque, no considera la necesidad de reemplazamiento o ampliación de las infraestructuras eléctricas¹. Concluyendo en el trabajo que el número de horas equivalentes del parque eólico son enormemente importantes en el análisis económico con una elevada repercusión en el resultado. Es más, la existencia de ubicaciones para parques eólicos con buen recurso se presenta como una barrera para la repotenciación en consonancia con Del Río et al. (2011), los cuales también presentan como otra barrera, en este caso financiera, los ingresos que se dejan de recibir por el antiguo parque, cuestión, que puede significar un montante económico significativo.

¹El no considerar tampoco una adaptación de las tensiones de trabajo se considera una cuestión equivocada puesto que al incrementar la tensión de salida de las torres aerogeneradoras el lado de Baja Tensión de la subestación eléctrica transformadora elevadora sufriría alteraciones. En caso de no existir cambio de tensión al existir un cambio significativo de intensidad generada por torre el nuevo diámetro del cable de evacuación podría tener fallos de aislamiento y sería un transporte eléctrico poco eficiente.

Por otro lado, cuando se compara la viabilidad económica entre un parque inicial hasta el fin de su vida útil y la posibilidad de repotenciación adelantada de dicho parque, para varios autores es factible su beneficio. Castro et al. (2011), realizan un análisis exhaustivo para distintos incrementos de la potencia instalada original del parque y para diversos modelos de aerogeneradores, concluyendo la buena rentabilidad de la inversión, otorgando relevancia al incremento de la eficiencia de los aerogeneradores.

Se han realizado diversos análisis buscando una optimización del rendimiento económico proponiendo la repotenciación anterior a cumplir la vida útil del parque. Colmenar et al. (2015), proponen adelantar el estudio sobre la repotenciación y su optimización económica a los 13-15 años de la vida operativa, siempre realizando un estudio específico de la instalación. La razón de esta estimación se fundamenta principalmente en que a esa fecha es probable que ya se haya amortizado el préstamo y además, los aerogeneradores precisen mayor mantenimiento pudiendo existir problemas de repuestos.

En la búsqueda de la fecha óptima para realizar la repotenciación Zimmermann et al. (2011), prefieren analizar los aspectos medioambientales, pues consideran que los estudios realizados por otros autores no dejan de ser análisis de inversión meramente económicos. En sus análisis valoran distintos escenarios de repotenciación, según fechas de repotenciación e incrementos de potencia nominal de los aerogeneradores propuestos, centrándose en el CO_2 emitido frente a la producción de energía asociada.

Por otro lado, Wiser et al. (2008), presentan la falta de interés que muestra el inversor sobre la repotenciación cuando el parque eólico mantiene un coste de mantenimiento reducido con un factor de utilización alto. Resultando necesario que la inversión resulte con una rentabilidad muy atractiva. Lo cual, podría compensarse mediante una regulación estable y una retribución segura como se plantea desde la perspectiva de la mayor parte de autores [103] [113] [131] [132]. De hecho, Himpler et al. (2011), comentan que la mayor complejidad para la obtención del punto óptimo de la repotenciación se origina por la falta de seguridad en los ingresos económicos obtenidos debido a los vaivenes regulatorios.

Algunos autores confirman que es necesario incentivar la repotenciación con una prima adicional [104] [112] [132] o una subvención a la inversión para hacerla atractiva a los inversores, cuestión que confirma la actuación política tratada en la sección 2.1.

Del Río et al. (2010), tratan la repercusión de las primas, enumeran las ventajas y barreras de la repotenciación, describiendo las tipologías de remuneración existentes hasta la fecha en los países con las mejores ubicaciones de recurso ocupadas, Dinamarca, Alemania y España, concluyendo que las ayudas económicas han sido muy escasas y poco alentadoras. Por otro lado, concluye, que las primas a la generación Feed-in-tariff y las subvenciones a la inversión, parecen ser instrumentos particularmente apropiados para fomentar la repotenciación, cuestión refrendada desde la Comisión de la Unión Europea.

Wüstenhagen et al. (2007), argumentan que las energías renovables no sólo requieren el apoyo económico adecuado (aceptación en el mercado), sino también el apoyo público a las tecnologías, el cual se debe garantizar, tanto a escala local (aceptación de la comunidad), como nacional (aceptación socio-política). Sperling et al. (2010), continúan esta argumentación detallando que respecto el primer punto, se precisan unos incentivos adecuados y una rentabilidad segura y razonable, respecto el segundo, aportar una contribución económica local y regional y respecto al tercero, disponer de una administración eficiente, estando todo ello englobado en una correcta planificación pública y energética.

En España, los cambios regulatorios llevados a cabo en los últimos años (sección 2.2), han tenido una repercusión negativa en las nuevas inversiones. La figura 3.2, representa la evolución de la potencia eólica instalada experimentada en España. En dicha curva se observa la repercusión de los distintos factores expuestos con anterioridad. Primeramente, un efecto llamada a los inversores promovido por un marco regulatorio favorable, impuesto por la *Ley 54/1997*, que favorece un incremento sustancial de la potencia en España. Posteriormente, unas limitaciones técnico-económicas, especialmente económicas, derivan en el decaimiento del número de nuevas instalaciones

llegando a un valor prácticamente nulo en los últimos años.



Figura 3.2: Evolución de la potencia eólica instalada anualmente en España. Elaboración propia (apéndice A).

Desde el punto de vista del inversor y siguiendo las pautas marcadas tanto por el gestor del sistema como por el propio sistema, se presenta la repotenciación eólica como una posibilidad de mejora que sirve para cumplir con objetivos condicionados por la actualidad del contexto nacional e internacional, por las particularidades del sistema eléctrico español (sección 2.2) y por los requisitos y necesidades establecidas para su integración en red (sección 2.3).

La repotenciación resuelve cuestiones referidas al impacto eléctrico, las cuales, han supuesto una limitación técnica al incremento de participación eólica y al mismo tiempo han supuesto nuevas inversiones, tanto al sistema, realizando inversiones en las infraestructuras eléctricas, interconexiones, elementos de apoyo y centros de control, como al inversor, adecuándose a los nuevos requerimientos, como al fabricante, incrementando el número de componentes del aerogenerador para el tratamiento de la señal y el correspondiente aumento de coste. Por otro lado, también se reducen aquellos impactos asociados al medio ambiente.

Pero además, bajo las nuevas condiciones retributivas establecidas, cuan-

do las horas de utilización del parque superen el límite superior de horas retribuidas, el sistema eléctrico también se beneficiará de una energía producida mediante recurso renovable sin necesidad de retribución.

De hecho, el 13 de abril de 2015 el Ministerio de Industria, Energía y Turismo presenta a la Comisión Nacional del Mercado y la Competencia, CNMC, una propuesta [135], donde se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico de una convocatoria para 200 MW a partir de biomasa y 500 MW a partir de eólica. En dicha propuesta, y en conformidad con lo comentado anteriormente, primero se anima a la mejora de la eficiencia de las instalaciones existentes y segundo, se presenta un estándar de “instalación tipo” fijado para la inversión inicial más próximo a los costes de las turbinas que a los costes totales del proyecto, de modo que la convocatoria puede resultar más atractiva para las ampliaciones, remaquinaciones o repotenciaciones de parques eólicos existentes que para instalaciones nuevas.

El crecimiento del mercado se da por descontado y su evolución futura dependerá de factores como el grado de disponibilidad de parques y máquinas y la integración en la red eléctrica, abriéndose la puerta a la repotenciación eólica [134].

Capítulo 4

Planteamiento y objetivos de la tesis doctoral

Se ha presentado la repotenciación como una actividad favorecedora en el rendimiento productivo de la central eólica aumentando la capacidad de producción energética y rebajando el coste productivo (capítulo 3). Cuestiones que favorecen la necesaria independencia de la central generadora respecto a las retribuciones o primas recibidas por parte del órgano gestor correspondiente, cuestión de máxima importancia para no estar sometido a los constantes vaivenes de las decisiones regulatorias referidas al sector energético.

Varios autores, aprovechando las posibilidades ofrecidas por la repotenciación y buscando la máxima rentabilidad para el inversor, plantean como medida principal, el adelanto de la fecha de la repotenciación anterior al fin de la vida útil. Pero, mediante las medidas presentadas y los estudios revisados, se plantean los siguientes huecos de conocimiento:

- Se tienen presentes los aerogeneradores existentes en el mercado nacional en el año determinado para realizar la repotenciación, pero no se distinguen las particularidades de relieve y medioambientales de la ubicación a la hora de seleccionar los aerogeneradores con las posibles

limitaciones que pudieran existir.

- Cuando se valoran posibles incrementos de potencia nominal de los aerogeneradores no se perciben fundamentos sobre los ratios de incremento propuestos.
- No se puede asegurar que los aerogeneradores elegidos en el momento de la repotenciación son los que pueden aportar mayor capacidad productiva en número y potencia nominal. Puesto que es posible que después de un periodo de tiempo, relativamente corto, aparezcan nuevos aerogeneradores con mayor capacidad productiva y a menor coste cuya selección hubiera sido mucha más rentable económica y medioambientalmente.

Cuestión extrapolable a la construcción del parque inicial puesto que los trámites administrativos en España han llegado en algunos casos a los 6 años, cuestión que ha limitado la potencia instalada solicitada y ha significado unas pérdidas productivas en la instalación.

- Independientemente de la falta de necesidad de un nuevo estudio de impacto medioambiental, al no superar el incremento de potencia el 40-50%, no se cuestiona si el tamaño del aerogenerador es excesivo para la tipología de emplazamiento.

Klunne et al. (2001), son de los pocos autores que valoran el dimensionamiento de los aerogeneradores en la repotenciación, pero desde una perspectiva de rendimiento del parque no refiriéndose al impacto medioambiental. Cuestión que ya se hace presente en casos reales de repotenciaci3nes realizadas [123].

- No se confirma que el momento elegido sea el adecuado para obtener el máximo beneficio del parque e3lico, puesto que no se ha favorecido la posibilidad de adelantar los trámites administrativos a la fecha prevista de repotenciación, con la consecuente pérdida de tiempo de espera en la ejecuci3n.
- Por último, tampoco se comprueba si la repotenciación adelantada es la única que se puede cuestionar ante una limitaci3n futura de la po-

tencia nominal de los aerogeneradores y por tanto, perder posibilidades futuras por adelantar la fecha de repotenciación. Es decir, poner aerogeneradores de 3MW en lugar de 5MW siendo la única repotenciación factible a realizar.

Por ello, en el presente trabajo se estudiará la posible mejora de los beneficios obtenidos en su aplicación, englobando a los distintos actores presentes en el desarrollo e instalación de los parques eólicos, entre los que principalmente se encuentran: el órgano regulador, el fabricante, el inversor, la sociedad y el medioambiente. Para ello se marcan los siguientes objetivos generales:

- Proponer una “Normativa Regulatoria” que sirva para asegurar una continuidad en el desarrollo de las instalaciones eólicas favoreciendo su gestión e integración en el sistema, al mismo tiempo que se favorece la aceptación social y el respeto al medioambiente.
- Reducir los costes asociados a la repotenciación y maximizar, en su ejecución, la reutilización de infraestructuras y materiales existentes.

Para conseguir los objetivos generales presentados es imprescindible realizar los siguientes objetivos específicos:

- Estimar los aerogeneradores futuros que se pueden encontrar en el mercado, su potencia nominal, características y predominio.
- Su valoración permite realizar una previsión del marco regulatorio y facilitar una estimación de la fecha adecuada de repotenciación.

Siendo la fecha adecuada aquella que representa mayor beneficio económico y posibilita la reutilización de infraestructuras y de los materiales.

- Conocidos los datos anteriores, planificar el diseño del proyecto del parque eólico inicial para obtener el máximo beneficio en la reutilización de las infraestructuras y de los materiales en una futura repotenciación.

Capítulo 5

Metodología propuesta

Para la obtención de los objetivos establecidos se propone la siguiente metodología, en consonancia con la patente inventiva asociada a la presente tesis doctoral [136].

En la metodología propuesta se realizan dos tipos de análisis previos de viabilidad económica:

- En el caso de que el parque eólico inicial¹ esté construido y operativo se procede a realizar anualmente una serie de análisis de viabilidad económica previos a la fecha de repotenciación².

De esta forma se busca encontrar con el mayor criterio y fiabilidad posible la fecha de mayor beneficio económico, posibilitando al mismo tiempo, la reutilización de las infraestructuras, edificaciones y materiales existentes en la futura repotenciación.

- En el caso de que el parque eólico inicial aún no se encuentre construido se desarrolla un análisis de viabilidad económica previo a la construcción de dicho parque eólico inicial para la adecuada planificación del

¹A partir de este momento la denominación de “parque eólico inicial” corresponde a la del parque eólico que posteriormente se va a repotenciar.

²Cabe comentar que esta serie anual de análisis de viabilidad económica previos a la fecha de repotenciación forma parte de la metodología utilizada en la patente asociada.

diseño del proyecto constructivo con vistas a la realización de una futura repotenciación en la fecha previsiblemente más adecuada³.

De esta forma, se intenta “*maximizar*” el aprovechamiento de las infraestructuras⁴ existentes en el parque inicial en la futura repotenciación.

Realizar análisis previos a una actuación es una estrategia fundamentada y utilizada en otros campos energéticos, como por ejemplo, en las actuaciones de eficiencia energética [17] [48] [137]. La metodología a desarrollar, representada en la figura 5.1, sigue las siguientes pautas:

1. Se prepara una base de datos de los parques eólicos instalados (apéndice A) en la región seleccionada para realizar las correspondientes estimaciones.
2. Se representa la evolución de la energía eólica en la región seleccionada para el estudio y su tendencia (capítulo 6). Para ello se precisa:
 - Obtener la curva que representa la tendencia evolutiva de la potencia media nominal de los aerogeneradores instalados en la región, fundamentándose en los datos existentes hasta la actualidad.
 - Proponer una previsible “Normativa Regulatoria” para conocer el alcance en potencia nominal y en reducción de número de aerogeneradores al que se puede aspirar en una futura repotenciación.
3. Se plantea la utilización de agrupaciones definidas como “plataformas aerogeneradoras” (capítulo 7), para la realización de las siguientes tareas:
 - Estimar las características de los aerogeneradores que se encontrarán en el mercado en el momento de la repotenciación y cuáles serán los más apropiados según la tipología del emplazamiento.

³Cabe comentar que el análisis de viabilidad económica previo a la construcción del parque eólico inicial se corresponde con la principal reivindicación de la patente asociada.

⁴Inicialmente la metodología se va a centrar en la maximización del aprovechamiento de las cimentaciones de los aerogeneradores.

Para ello se presentan unas gráficas o ábacos pixelados que aportan información sobre las características dimensionales de los aerogeneradores según su potencia nominal.

- Estimar los aerogeneradores que predominarán en el mercado en el momento de la futura repotenciación.

Para ello se desarrolla una serie temporal de frecuencias de las distintas plataformas aerogeneradoras según su potencia nominal.

4. Mediante las estimaciones obtenidas aportar mayor criterio a la valoración de la fecha adecuada para desarrollar la repotenciación (capítulo 8) teniendo presente dos líneas de actuación:

- La introducción de variables en los análisis de viabilidad económica que aporten mayor criterio a la hora de seleccionar la fecha adecuada para realizar la repotenciación de un parque eólico. Las variables introducidas son:

- El coste de la cimentación asociada a los aerogeneradores y su posible reutilización.
- La adquisición de los aerogeneradores en el momento adecuado de su ciclo de vida, en función del coste y de su predominio en el mercado. Valorando, al mismo tiempo, la totalidad de la vida útil del parque eólico y sus respectivas repotenciacines.

- Considerando las nuevas variables y actualizando las estimaciones propuestas, se propone realizar anualmente un análisis previo de viabilidad económica de la futura repotenciación.

5. No estando instalado el parque eólico inicial, planificar el diseño del proyecto constructivo para su futura repotenciación (capítulo 9).

Habiendo estimado las características del futuro aerogenerador a instalar en una futura repotenciación se diseña el parque eólico inicial para favorecer la reutilización de infraestructuras en dicha repotenciación.

Posteriormente, se propone realizar los correspondientes análisis previos anualmente para el seguimiento de las estimaciones consideradas.

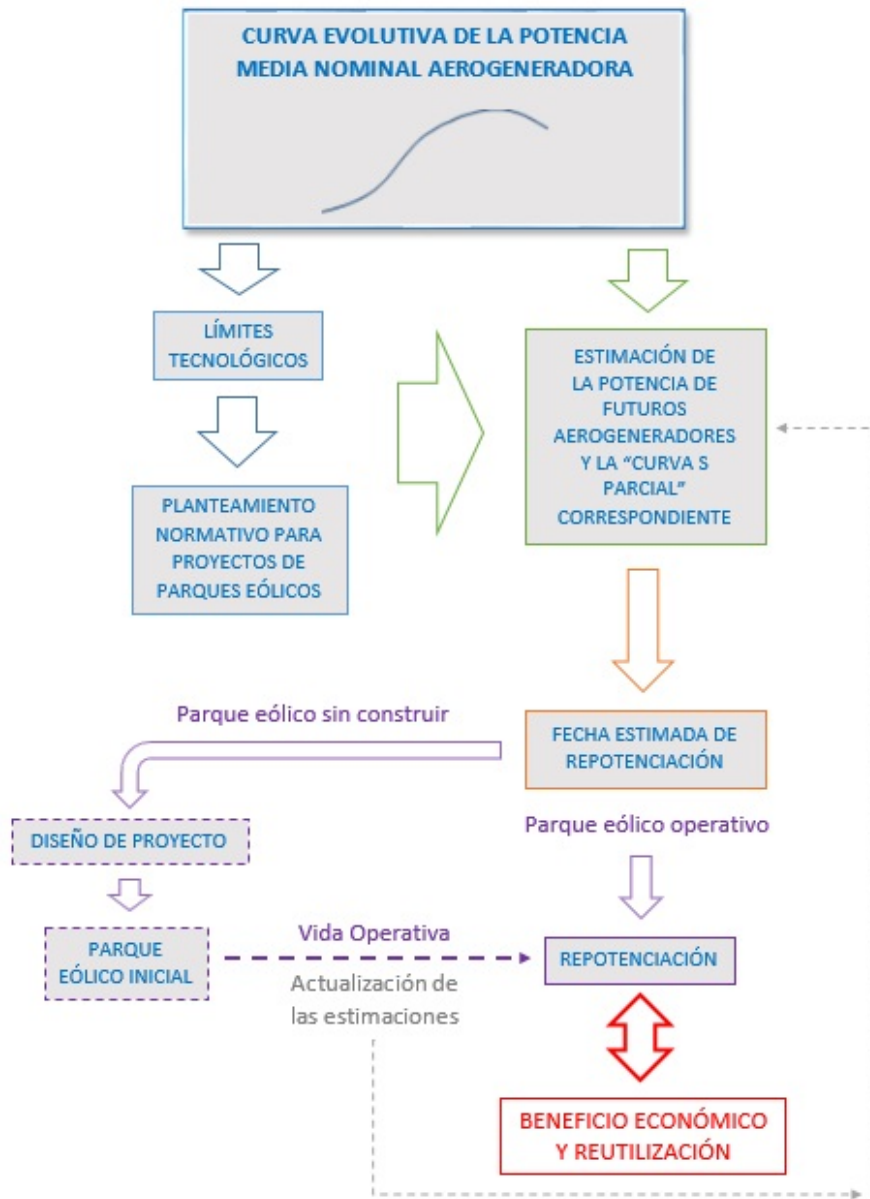


Figura 5.1: Metodología propuesta.

A continuación se desarrollan los pasos descritos estando, cada uno de ellos, correlacionado con el número de capítulo indicado.

Capítulo 6

Evolución, limitaciones y perspectivas de la potencia nominal aerogeneradora

En el presente capítulo se plantea estimar la evolución de la potencia nominal de los aerogeneradores instalados en España según normativa.

Para ello, inicialmente, se plantea la potencia media de los aerogeneradores instalados como el parámetro más adecuado a representar y las características que plantea la zona a estudio, para identificar las regiones particulares existentes, en especial, los sistemas insulares. Se halla la curva evolutiva de la potencia media nominal a partir de la base de datos disponible (apéndice A), definiendo un paralelismo entre la curva de potencia obtenida y la llamada “curva S o ciclo tecnológico” para valorar la situación actual en dicha curva del parámetro representado.

Se presentan los límites tecnológicos existentes considerados principalmente relevantes y aquéllos que puedan aparecer o incrementar su impacto, pudiendo incidir o afectar a la acción futura de repotenciar.

Para finalizar, se realiza una propuesta normativa, en consonancia con las

limitaciones descritas anteriormente, que favorezca un desarrollo sostenible y eficiente de las centrales eólicas y asegure la posibilidad de efectuar la repotenciación planificada. Del mismo modo se permite estimar hasta donde se podrá valorar una posible repotenciación.

6.1. Parámetro principal y alcance del estudio

Un primer aspecto, aceptado universalmente [138], es que la tecnología tiene un objetivo finalista claro, producir bienes y servicios útiles para la sociedad. En el caso de la generación eléctrica se puede considerar que el objetivo principal de una tecnología es la mayor generación de energía eléctrica al menor coste económico posible. Por tanto, el parámetro seleccionado para realizar un seguimiento de la evolución de la energía eólica es la potencia nominal de los aerogeneradores instalados en cada año, pues en ello se encuentra el principal objetivo que es, la mejora de la productividad de la instalación. Además, se considera un parámetro suficientemente representativo pues engloba la evolución de las características del aerogenerador en su conjunto (magnitudes de palas, devanados, convertidores, etc.) y al mismo tiempo las limitaciones técnico-administrativas del sistema en el momento de la conexión a red (requerimientos, permisos, potencias admisibles, normativas medioambientales, etc.).

Por otro lado, es interesante unificar y concretar lo más posible las condiciones del entorno, al caso particular de la zona o región donde se desea efectuar el estudio. En la figura 6.1, se presenta un resumen por comunidades de ciertos datos obtenidos de la base de datos disponible (apéndice A).

En una primera observación se tienen unos valores discrepantes con el resto, relacionados principalmente con la potencia media de los parques instalados en Canarias, Baleares y Cantabria. Las dos primeras, al mismo tiempo, son pioneras en las instalaciones realizadas inicialmente en España y la potencia media del aerogenerador es muy reducida. Las dos segundas, tienen escasa relevancia por número de parques. En el caso de Canarias donde el

número de aerogeneradores es significativamente mayor y repartido en un periodo amplio de tiempo, puede hacer relevante a esta comunidad en el estudio.

Dada la planificación y gestión nacional de la energía (sección 2.1), el carácter nacional del estudio tiene una relevancia significativa, además, en el caso de España, también se experimenta un comportamiento técnico de isla energética con escasa capacidad de interconexión eléctrica con otros países (subsección 2.2.1) por ejemplo en comparación con Dinamarca, por lo cual, en un principio no resulta tan dispar la inclusión en el estudio de un sistema como el Canario, aunque observando los datos ofrecidos por la tabla, donde las potencias en juego son sensiblemente inferiores, previsiblemente aparezcan algunas características que podrán adelantar o establecer ciertas conclusiones al respecto de las limitaciones y posibles actuaciones.

Dicho esto se realizarán dos estudios paralelos de la curva evolutiva al caso particular de España, incluyendo y excluyendo el sistema Canario. A lo largo de la sección, se detalla el primero de ellos, pero paralelamente se determinará el segundo, aportando finalmente los resultados comparativos.

Cabe resaltar, que dada la diversidad social y política de las Autonomías, en algunos casos también orográfica, y la presencia de sistemas insulares, pudiera dar opción a una posible zonificación de la región a estudio, todavía más concreta, con las particularidades encontradas.

Comunidad	Periodo Instalaciones	Potencia media parque	Parques	Aeros	Aeros/Parque	Potencia Media Aero
Andalucía	1985-2013	21,19 MW	159	2397	15	1410 kW
Aragón	1987-2012	21,1 MW	90	2098	23	905 kW
Asturias	2001-2013	24,69 MW	21	472	22	1101 kW
Baleares	1982-83 y 2004	1,09 MW	3	7	2	467 kW
Canarias	1984-2012	2,33 MW	76	488	6	363 kW
Cantabria	2007-2010	11,8 MW	3	39	13	905 kW
Castilla-La Mancha	(1987) 1999-2012	29,98 MW	127	3081	24	1236 kW
Castilla-León	1999-2013	23 MW	241	4310	18	1291 kW
Cataluña	1984-2013	25,87 MW	49	820	17	1549 kW
Valencia	1999-2012	31,3 MW	38	786	21	1513 kW
Galicia	1987-2013	20,71 MW	160	4042	25	820 kW
La Rioja	2000-2007	31,9 MW	14	400	29	1117 kW
Murcia	1999-2012	20,15 MW	13	177	14	1484 kW
Navarra	1995-2013	20,5 MW	49	1199	24	838 kW
País Vasco	2000-2007	21,9 MW	7	153	22	998 kW
			1050	20469		

Figura 6.1: Datos referentes a los parques eólicos instalados en España por Comunidades. Elaboración propia (apéndice A).

6.2. Curva de potencia media nominal

Para la realización del método propuesto (capítulo 5) se desea realizar una estimación que represente la evolución de la potencia de los aerogeneradores y estimar los valores aproximados de las potencias nominales que se instalarán con mayor frecuencia en años sucesivos, así como sus posibles limitaciones. Para ello se dispone de la base de datos (apéndice A), en parte presentada en la figura 6.2, siendo preciso realizar un análisis de las observaciones, concretando su relevancia dentro del estudio deseado, para operar adecuadamente y según se avance, explicar las decisiones o estrategias que se vayan adoptando, detallando la información obtenida. En una primera observación de la tabla que representa los aerogeneradores y su respectiva potencia instalados cada año (figura 6.2) se observan los siguientes puntos:

- Gran dispersión de observaciones y una evolución de la tendencia, existiendo un significativo recorrido entre el valor máximo y el mínimo de las potencias observadas por año.
- Observaciones que corresponden a valores de potencia nominal limitada. De acuerdo con las conclusiones del apéndice A.2.

Dadas las características de la tabla citadas, se tiene constancia de la tendencia en la potencia de las instalaciones, pero para definirla con rigor, será preciso reducir el número de potencias observadas y así reducir la dispersión de datos centrando el estudio en las potencias nominales. La existencia de aerogeneradores limitados, tal y como se comentó en el apéndice A.2, habitualmente responde a retrasos administrativos en la concesión de la conexión a red. En el estudio del emplazamiento y presentación del primer proyecto del parque eólico suelen transcurrir del orden de 2 años. Pero la tramitación y aceptación, por parte de la administración, puede extenderse en 5-6 años. Por tanto, si la fecha se ha extendido considerablemente, algunos promotores pueden proponer cambios del tipo de aerogenerador presentando las ventajas de instalar menor número de torres aerogeneradoras de mayor potencia nominal pero con menor impacto medioambiental en su conjunto. Ahora bien, se encuentran condicionados a respetar la misma potencia total del parque eólico del primer proyecto para no tener que desarrollar todos los trámites administrativos nuevamente, de ahí que muchos aerogeneradores se encuentren limitados. Además, los promotores en lugar de optar por reducir la tipología de uno de los aerogeneradores para cuadrar la potencia total, habitualmente instalan un único modelo de aerogenerador para reducir los recambios necesarios en el almacén de mantenimiento y limitan la potencia o bien de la totalidad de los aerogeneradores o bien de uno de ellos significativamente, cuestión que se suma a la política de los fabricantes de fabricar menos modelos de aerogeneradores y favorecer la producción en serie y reducción de almacén y en caso de necesidad, recurrir a la limitación de potencia.

Por tanto, visto el origen de las limitaciones acontecidas se procederá a identificar a los aerogeneradores que presenten potencias no existentes en mercado o valores discrepantes, ambos debidos a su limitación, e identificarlos por su valor nominal. Para ello se utilizará la base de datos del apéndice A. La nueva tabla obtenida se desglosa en la figura 6.3, donde también se han incluido los sumatorios anuales y el número de aerogeneradores según potencia nominal registrados. Su análisis conduce a los siguientes comentarios:

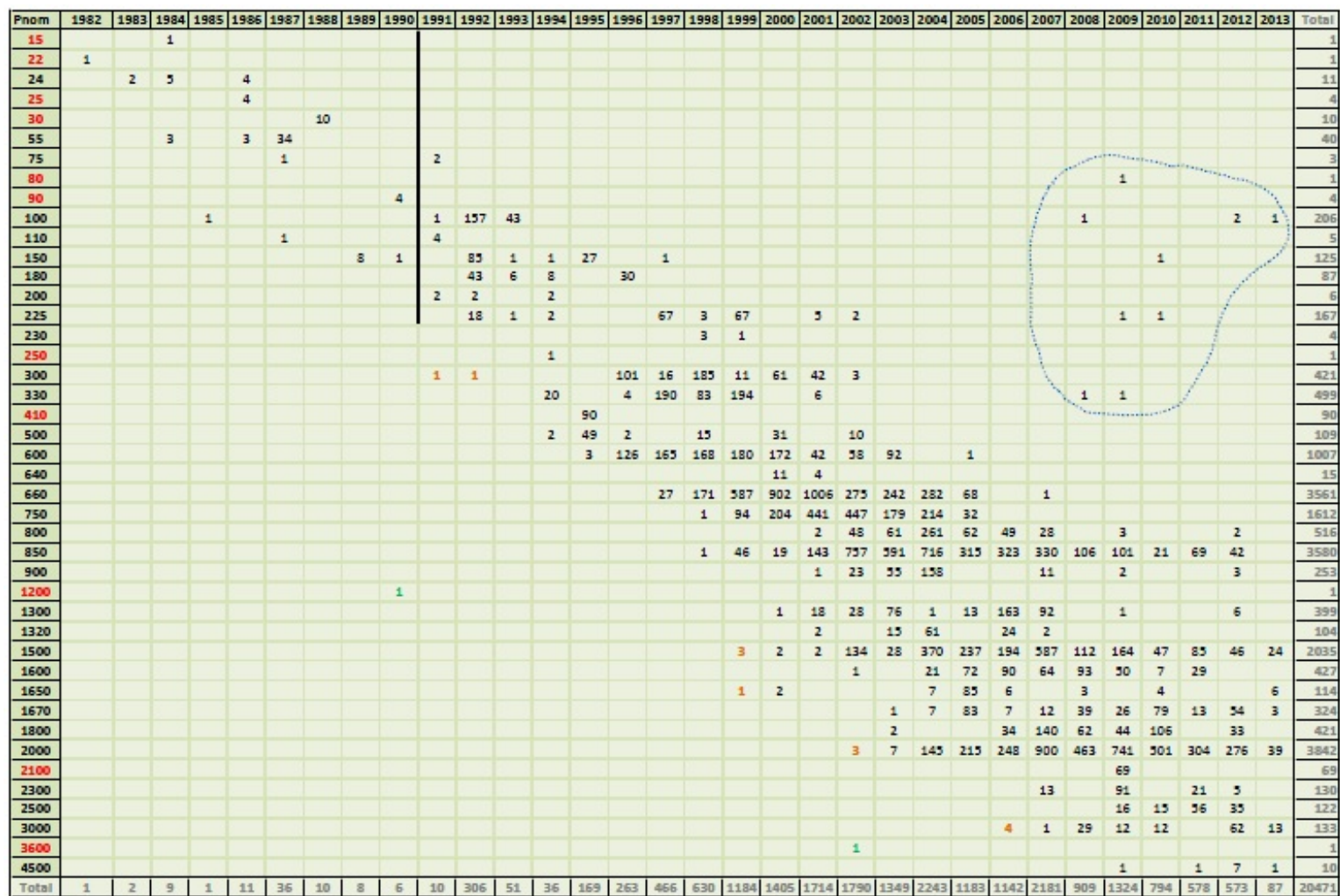


Figura 6.3: Potencia nominal y número de aerogeneradores conectados por año. Año de conexión del parque eólico a red en abscisas y la potencia nominal de los aerogeneradores en ordenadas (kW). Elaboración propia (apéndice A).

- Hasta el año 1990 incluido, la variedad de potencias nominales por año observadas no es mayor de tres.
- La existencia de algunas potencias nominales que figuran en un único año, indicadas en rojo en el eje de ordenadas de la tabla.
- La existencia en un mismo año de observaciones muy distanciadas, que posteriormente no vuelven a aparecer, indicadas en verde en la tabla, por ejemplo, la de 1200 kW en 1990.

También se observan, indicadas en marrón en la tabla, algunas observaciones distanciadas en el año pero representativas en años sucesivos, por ejemplo, la de 300 kW en 1991-1992.

- La existencia de frecuencias muy reducidas, casos varios, a lo largo de todos los años.
- En los últimos años, desde 2008 aparece una nube de observaciones de potencia relativamente reducida, mayoritariamente comprendida entre 100 y 330 kW, distanciadas del resto de observaciones y con escasa frecuencia, agrupadas mediante una línea de trazos azul en la tabla.

Dadas las particularidades comentadas se procede a la realización de la serie temporal de la potencia nominal mediante una metodología adecuada para alcanzar los siguientes objetivos:

- Eliminar los valores anómalos “outliers” que pueden afectar negativamente a los datos estadísticos, como la media, a la hora de analizar la medida central de la serie temporal. Por ejemplo, se tienen los valores correspondientes a prototipos de aerogeneradores que se encuentran en fase experimental o aerogeneradores de pequeña potencia de parques tecnológicos que aun estando conectados a red pueden no ser relevantes.
- Evitar la influencia de pequeños distribuidores que suministran a determinadas instalaciones, con aerogeneradores de potencias anómalas, y que posteriormente su presencia en el mercado sea irrelevante.

- Evitar aquellas frecuencias relativamente reducidas en cada uno de los años que puedan representar tecnologías en desaparición o emergentes que aún no están asentadas en el mercado.

Para obtener los valores estadísticos precisos y cumplir las anteriores premisas se dispone de la utilización de diagramas de caja o “Box Plot” de *Turkey* [139] o mediante la utilización de la distribución A-B-C o Diagrama de *Pareto* [140] [141].

Mediante la primera se anulan los “outliers” que pueden alterar el resultado mediante la acotación de la muestra a estudio mediante la acotación inferior, expresión (6.1) y la acotación superior, expresión (6.2), utilizando los cuartiles Q_1 ¹ y Q_3 ². De esta forma, se extraen de la muestra aquellos valores excesivamente elevados o reducidos que se han instalado en cantidad irrelevante. Por otro lado, el estudio se centra en la distribución del 80% de las frecuencias entre los percentiles P_{10} ³ y P_{90} ⁴.

$$\text{Límite inferior} = Q_1 - 1,5 \cdot (Q_3 - Q_1) \quad (6.1)$$

$$\text{Límite superior} = Q_3 + 1,5 \cdot (Q_3 - Q_1) \quad (6.2)$$

Ahora bien, mediante esta metodología pudiera darse el caso de que la frecuencia de aerogeneradores de mayor número de instalación estuviera sesgada, desplazada hacia uno de los percentiles utilizados, P_{10} o P_{90} , o desplazada hacia ambos y por tanto, pudiera dar pie a error en la lectura de los

¹Se define como cuartil Q_1 a aquel valor por debajo del cual se encuentran un 25% de las observaciones.

²Se define como cuartil Q_3 a aquel valor por debajo del cual se encuentran un 75% de las observaciones.

³Se define como percentil P_{10} a aquel valor por debajo del cual se encuentran un 10% de las observaciones.

⁴Se define como percentil P_{90} a aquel valor por debajo del cual se encuentran un 90% de las observaciones.

datos y además, se diera mayor peso a los aerogeneradores irrelevantes comprendidos entre ambos percentiles que a los que representan las frecuencias más significativas [142] [143].

En cambio, mediante la segunda opción, además de eliminar los “outliers”, el estudio se centra en las frecuencias más relevantes, es decir, en la potencia de los aerogeneradores que más se han instalado anualmente, apartando aquellas instalaciones o modelos puntuales que no consiguen cuota de mercado. Además, la base de datos disponible, donde la mayor parte de los aerogeneradores instalados por año corresponden a unas determinadas potencias nominales, faculta la utilización del diagrama de Pareto, metodología que se ha experimentado en diversos estudios sobre economía [144], ciencias y otros [145]. Dicha distribución determina que en el 80% de las observaciones de mayor frecuencia se encuentran las causas más relevantes. Por tanto para determinar los valores estadísticos que ayuden a interpretar la tendencia de la potencia nominal de los aerogeneradores, el estudio realizará una acotación de las observaciones, analizando el 80% de las potencias nominales mayormente instaladas.

Posteriormente, se determinará la media anual y la desviación típica correspondiente del tanto por ciento analizado. Para finalizar se representará la curva de las medias móviles con un intervalo de tres y de esta forma eliminar la repercusión de aquellos años en los cuales solamente existe una observación o saltos bruscos promediándolos con las observaciones que le preceden y le siguen suavizando la serie temporal [139]. Al utilizar un promedio de periodo tres se perderán los datos extremos de la curva. La curva obtenida se representa en la figura 6.4, junto a la curva de las potencias medias con los correspondientes valores limitados. Se puede observar el efecto de las medidas realizadas donde los puntos anómalos y las reducidas frecuencias pierden su impacto, observándose con mayor detalle los cambios de pendiente experimentados.

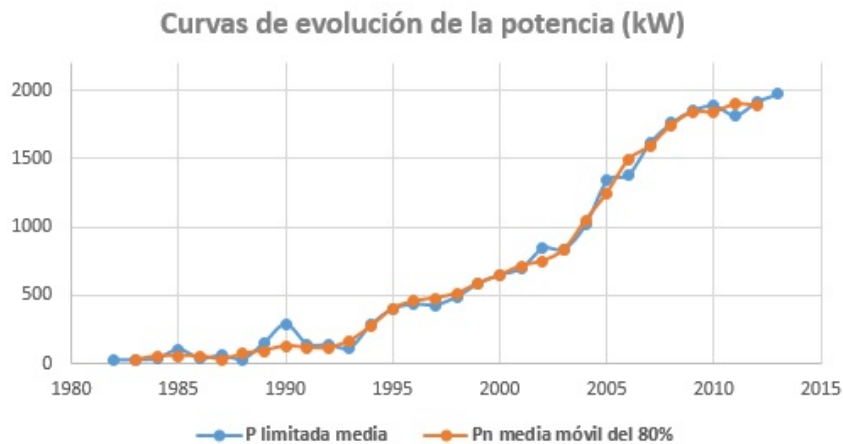


Figura 6.4: Curvas evolutivas de la potencia media instalada. Elaboración propia (apéndice A).

6.3. Curva de potencia nominal Vs Curva S

Un aspecto importante, que caracteriza a toda tecnología, es el hecho de estar supeditada a un claro proceso evolutivo [138] [146]. Esta caracterización es la base de los modelos de la “curva S” y del “ciclo de vida” de las tecnologías. La evolución del desarrollo se puede representar relacionando los resultados obtenidos, bien, con el esfuerzo realizado para su obtención [147] [148] o bien, con su logro en el tiempo [149]. La curva de evolución tecnológica (figura 6.5) [150] [151], descrita y utilizada por varios autores [147] [152] [153] [154], describe las sucesivas etapas en el desarrollo de la tecnología en un sistema: el nacimiento, con rendimientos escasos e inversiones inciertas, el crecimiento, con intensa mejora de rendimiento e inversiones productivas, la saturación, donde se estabilizan los rendimientos, apareciendo límites difícilmente superables, impuestos por la tecnología o por el entorno, y por último, el declive, con la aparición de nuevas alternativas.

Los autores, principalmente Carlota (2002), distinguen dos fases o periodos en el crecimiento separados por un punto de inflexión o “turning point” [150].

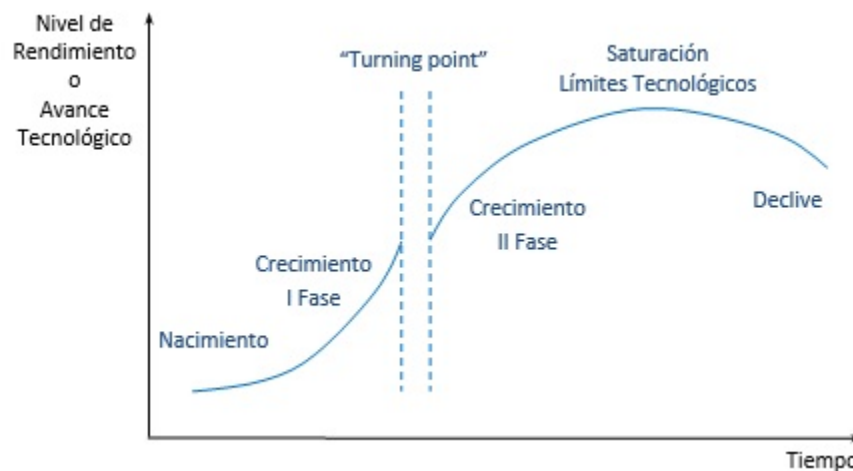


Figura 6.5: Representación del ciclo de vida de una tecnología y sus distintas etapas. Elaboración propia.

Un primer periodo con crecimiento desmedido, con efecto llamada sobre el mercado y afluencia masiva de empresas y oferta. Un crecimiento insostenible puesto que precisa la adaptación de redes e infraestructuras del entorno para su integración.

El punto de inflexión representa la respuesta del sistema ante el crecimiento desmedido e insostenible del periodo anterior. Habitualmente se caracteriza por medidas regulatorias restrictivas. Y su duración puede ser puntual o de varios años.

A este punto de inflexión, le sigue un segundo periodo caracterizado por la continuidad del crecimiento en menor medida, con menor número de empresas en el mercado y con la “calidad del producto” como efecto diferenciador, donde la gran experiencia adquirida y la adecuación realizada permiten solventar los problemas asociados al crecimiento de su utilización.

Por otra parte, dependiendo el factor a analizar, puede existir una fase de declive mayor o menormente pronunciada, puesto que en algunos casos se prolonga la asíntota de la saturación durante un periodo significativo aún apareciendo nuevas tecnologías, ejemplo de ello se tiene si se estudia la evo-

lución de la potencia instalada acumulada en una región, no aumenta pero tampoco disminuye.

En la figura 6.6, se representan las distintas generaciones de un sistema principal [153] [154], definiéndose una generación como una parte de un ciclo de vida del sistema principal representado, y está definida por su propia “curva S parcial”. La naturaleza de la “curva S” de evolución de una tecnología o sistema, puede estar formado por varias “curvas S parciales”. A su vez, también se desarrollan evoluciones paralelas que pudieran ser tecnologías independientes.

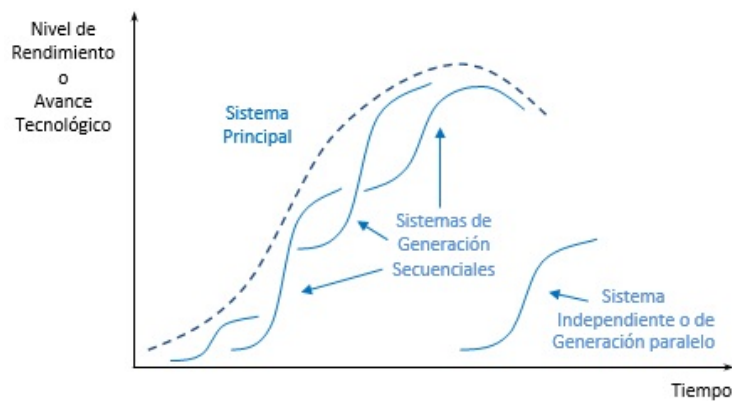


Figura 6.6: Representación de varios sistemas de generación e independientes. Elaboración propia.

La similitud y significado de las figuras 6.4 y 6.5, junto a los comentarios realizados de la tabla mostrada en la figura 6.3, ofrecen una serie de explicaciones que reflejan las sinergias, descritas en las secciones anteriores, y las limitaciones acontecidas en la curva evolutiva.

En la figura 6.4, se representa la evolución de la potencia nominal media de los aerogeneradores onshore instalados en España como sistema principal. En ella se observa un periodo inicial de nacimiento hasta el 1990 donde según la tabla de la figura 6.3, los aerogeneradores instalados son de potencias variadas y con un número reducido de instalaciones. Además, se observa que la mayoría de aerogeneradores de potencias nominales utilizadas en un único

año se encuentran en dicho periodo y corresponden a parques experimentales.

A partir de 1991 se empiezan a comercializar algunas potencias nominales, como los aerogeneradores de 100 kW, los cuales, inicialmente tuvieron un prototipo experimental en 1985 representando un punto anómalo, y posteriormente se convirtieron en potencias nominales representativas. Pero es en el 1993 cuando la curva tiene una primera variación de pendiente significativa, la cual, representa la entrada en fase de crecimiento. Según se avanza en el tiempo la curva de la figura 6.4, experimenta sucesivos cambios de pendiente, los cuales, según la tabla de la figura 6.3, corresponden al cambio de potencia nominal con frecuencia predominante en el mercado y que pueden estar asociados a las “generaciones o curvas S parciales” de la figura 6.6, que forman el sistema principal. Pudiéndose corresponder las frecuencias reducidas de la tabla a los años tanto de nacimiento, como de sustitución de las “curvas S parciales”.

Cabe destacar que varias tendencias alcistas de la pendiente coinciden con *Leyes y Reales Decretos* favorecedores, establecidos en el momento correspondiente, tal y como se describieron en el capítulo 2, se tienen el *PEN 1983*, el *Real Decreto 2366/1994*, el *Real Decreto 54/1997* o el *PER 2005-10*. De la misma forma, cuando se observan cambios bajistas, se experimentan revisiones de requisitos o retributivos, según la *Ley 661/2007* y la *Orden ITC 3519/2009*, donde además, en el segundo de los casos, los objetivos establecidos se encontraban casi cumplidos. Pero, cuando la curva evolutiva alcanza el año 2009, se observa un aplanamiento de la pendiente manteniéndose próxima a los 2000 MW hasta el 2012. Durante este periodo, la potencia nominal de los aerogeneradores comerciales no se encuentra limitada, se encuentran aerogeneradores de más de 4500 kW en el mercado pero con nuevos destinos en la eólica offshore o marina, la cual, dispone de mayor seguridad retributiva y con suficiente capacidad de integración a red⁵. Aunque, en España ya se encuentran los aerogeneradores de 3000 kW suficientemente experimentados en parques onshore y en 2012 se instaló el primer parque eólico no experimental

⁵Por ejemplo, se tiene el parque eólico de Gwynt y Môr, en el área de la bahía de Liverpool, Reino Unido, con 160 aerogeneradores Siemens SWT-3.6 de 3600 kW.

con más de una torre de 4500 kW en Málaga, Comunidad de Andalucía, la tendencia continua siendo próxima a los 2 MW. Esto viene a consecuencia principalmente de dos razones, la primera y ya comentada, la aparición de un nuevo mercado offshore, la cual a su vez se ve favorecida por el significativo cambio retributivo experimentado en España (subsección 2.2.4), principalmente originado por el “déficit de tarifa” que conlleva a la paralización en la instalación de nuevos parques. Situación, la cual, que parece correlacionar el 2009 a un punto de inflexión en la curva evolutiva, denominado “turning point” por Carlota Pérez (2002) [150] y que define un periodo de tiempo de duración no determinado, unos meses o varios años, caracterizado como una respuesta del sistema ante un crecimiento desmedido e insostenible, principalmente, mediante cambios regulatorios.

Parece ser que se disponen de las características necesarias para realizar una posible estimación mediante la “curva S” donde los patrones observados van a persistir en el futuro. Se tiene la potencia media nominal cuyo parámetro productivo crece según los beneficios económicos asociados pero no puede hacerlo indefinidamente. También, se dispone de un punto de inflexión, el cual, cambia la tendencia de crecimiento de la potencia nominal de los aerogeneradores. En la primera fase, anterior al punto de inflexión, el crecimiento estaba asociado a la reducción del coste por megavatio de la instalación sumado a un incremento de producción generosamente retribuido. Pero, en la segunda fase de crecimiento, a partir del punto de inflexión, se precisa una mejora de la eficiencia productiva de las instalaciones (subsección 2.2.4) y de aminoramiento del coste por kilovatio-hora generado, debido a la drástica reducción de las retribuciones por megavatio impuestas por el sistema y puesto que la reducción del megavatio instalado ya no será tan significativa debida a la necesidad de las mejoras en las prestaciones de las máquinas aerogeneradoras (sección 2.3) que hacen aumentar sus costes.

Para analizar una posible estimación de futuro se procederá a la aproximación de la curva de potencia nominal de la figura con la “curva S” conociendo, dadas las explicaciones planteadas, el punto de inflexión de la dicha curva. Para lo cual, no es aconsejable el ajuste de polinomios [155], principalmente por dos razones: la primera porque sus coeficientes carecen

Fase I crecimiento	Fase II crecimiento
Reducción coste de megavatio instalado	Similitud coste de megavatio instalado
Incremento productivo bien retribuido	Incremento productivo peor retribuido
Calidad de la señal deficiente	Cumplimiento de requerimientos
Recursos del emplazamiento decrecen	Mejora de la eficiencia de la instalación

Cuadro 6.1: Parámetros característicos de las distintas fases de crecimiento.

de interpretación lógica, la segunda razón porque el comportamiento de la ecuación fuera de la nube de puntos usada para estimarlo puede ser ilógico para futuras predicciones.

Las curvas logística (6.3) y Gompertz (6.4) son conocidas por su forma y representación de “curva S” para evolución tecnológica en un determinado campo [156] [157]. Estas dos curvas tienen un patrón de crecimiento similar, la principal diferencia entre ellas reside en la localización del punto de inflexión; las curvas Gompertz alcanzan este punto en la primera parte del ciclo de crecimiento (35% o 40% del crecimiento total) mientras que la curva logística alcanza ese punto en la mitad del ciclo.

$$\text{Logística} \rightarrow P(t) = a + \frac{K}{1 + \exp(-\gamma \cdot (t - D))} \quad (6.3)$$

a = Coeficiente

K = Valor límite superior

γ = Parámetro de crecimiento

D = Valor temporal del punto de inflexión

$$\text{Gompertz} \rightarrow P(t) = a + K \cdot \exp[-\exp(-\gamma \cdot (t - D))] \quad (6.4)$$

Por tanto, mediante las curvas consideradas, logística y de Gompertz, tomando como punto de inflexión, D , el 2009, como comienzo de la meseta

de la curva, se aplica el ajuste lineal mediante “solver” de excel minimizando el sumatorio de errores cuadráticos para obtener la curva que mejor se ajuste con la curva de potencias nominales de la figura 6.4. Los datos obtenidos (cuadro 6.2) favorecen la curva logística, lo cual, aporta un límite de potencia nominal media establecido en $K = 3.761$ kW.

	Logística	Gompertz
Sumatorio Errores cuadráticos	86.679	138.457
Coficiente “a”	-11,093	-1,94
Límite superior “K”	3.761 kW	4.887,5 kW
Parámetro crecimiento “ γ ”	0,173	0,075

Cuadro 6.2: Resultados ajuste de la “curva S” con la curva de potencias nominales medias instaladas.

Considerando puntos blancos aquellos donde no ha existido instalación de parques eólicos, 2014 y 2015, y a partir de la Propuesta que el Ministerio de Industria, Energía y Turismo presenta el 13 de abril de 2015 a la Comisión Nacional del Mercado y la Competencia, CNMC [135], para la próxima instalación de 500 MW de energía eólica se prevé un comienzo o despegue de la semi-curva para 2016, lo cual, realizando una extrapolación de la “curva S” definida se obtiene la curva establecida en la figura 6.7.

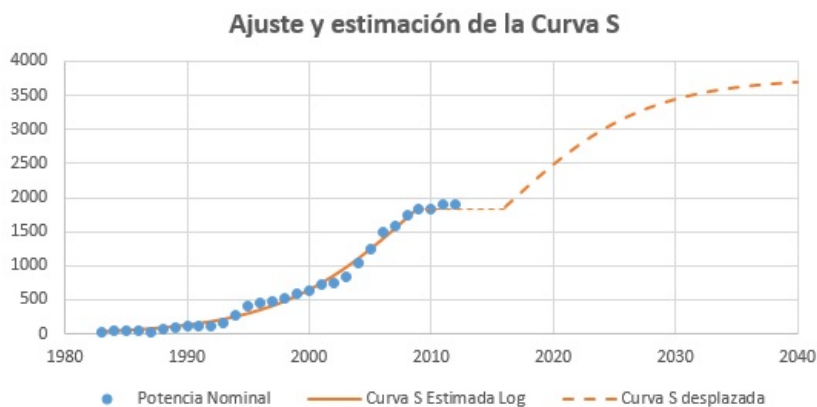


Figura 6.7: Ajuste y estimación de la “curva S”. Elaboración propia.

Aceptando que al día de hoy la curva se encuentra en el periodo definido como “turning point”, según Carlota Pérez 2002, proseguirá una nueva etapa de crecimiento con equilibrio entre los distintos componentes del sistema y donde “producción eficiente” será la palabra relevante. Una nueva etapa donde los cambios estructurales del sistema y el desarrollo tecnológico realizado por los aerogeneradores [152], posibilitarán avanzar a un ritmo sostenible [150] hasta la saturación o límite definitivo, marcado por unos límites tecnológicos descritos a continuación. Por último, aceptando una simetría de la curva también se cumpliría la duración estimada de los ciclos tecnológicos, marcada por los autores y próxima a los 50 años.

Los resultados obtenidos con la exclusión del sistema Canario en la curva representan peores índices de aproximación (véase cuadro 6.3). Cuestión que presenta a Canarias como nicho experimental de la tecnología eólica cuya relevancia posterior decrece frente el significativo aumento peninsular reduciendo el efecto de sus limitaciones.

	Sumatorio Errores cuadráticos
Logística con Canarias	86.679
Logística sin Canarias	129.212
Gompertz con Canarias	138.457
Gompertz sin Canarias	164.072

Cuadro 6.3: Resultados ajuste de la “curva S” con la curva de potencias nominales medias instaladas.

6.3.1. Límites tecnológicos

Cabría esperar que la potencia media nominal de los aerogeneradores se incrementará indefinidamente para obtener la mayor eficiencia productiva posible pero, cabe destacar, la presencia de algunos factores que si bien pueden tener una pequeña incidencia en la primera fase de crecimiento, posteriormente, pueden resultar limitantes. A continuación se describen los considerados

con mayor relevancia.

Imposiciones del sistema eléctrico

Tal y como se expuso en la subsección 2.3, la energía eólica puede producir efectos negativos en el sistema debido a las reducidas potencias de cortocircuito en el nudo de conexión, habitualmente con niveles de tensión en el punto de acometida igual o inferior a 66 kV. Estos efectos negativos se presentan, principalmente, en variaciones de tensión o pérdidas de frecuencia. La causa de estas variaciones puede venir originada a cambios bruscos de potencia no previstos en la generación eólica.

Los grupos generadores repercuten al conjunto del sistema eléctrico en función del valor de la potencia generada por el grupo o grupos afectados y de la proporción que ésta representa sobre la generación total. En este sentido, habrá que evitar, en lo posible, problemas en grupos de gran potencia unitaria, y en conjuntos de grupos que constituyen zonas con importante concentración de generación. Por tanto, la evacuación de la energía eólica puede afectar el comportamiento del sistema dependiendo de la cantidad de potencia eólica instalada y teniendo en cuenta la “fortaleza” de la red en el punto de acometida, magnitud que vendrá representada según la relación $P_{\text{cortocircuito}}/P_{\text{instalada}}$ y del mallado existente [158].

La afección al sistema se considera significativa según el Procedimiento Operativo 12.1. de REE [159], en la conexión de nuevas instalaciones a la red, cuando la potencia inyectada a la red de transporte sea mayor de 50 MW en el mismo nudo o sea mayor del 5% de la potencia de cortocircuito del nudo de conexión de la red de distribución a la red de transporte. A nivel peninsular se encuentran nudos de conexión de reducida potencia de cortocircuito según la correspondiente línea eléctrica de distribución, por ejemplo, en Cataluña existen nudos limitados a 25 MW [160].

Desde el Organismo Regulador del sistema eléctrico otra forma de limitar la potencia instalada también se encuentra en el marco retributivo. Según el

Real Decreto 661-2009 se aplica un coeficiente, C , a las retribuciones correspondientes a instalaciones de potencia instalada comprendida entre 50 y 100 MW, según la expresión (6.5), reduciéndose aún más para las superiores a 100 MW.

$$C = 0,8 - \left(\frac{P_{instalada} - 50}{50} \cdot 0,6 \right) \quad (6.5)$$

Los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares presentan características tales que la estabilidad es un problema de primer orden. Son sistemas de pequeño tamaño relativo y están equipados total o parcialmente con grupos generadores de pequeña potencia unitaria que resulta en sistemas de baja inercia. Por ello, las variaciones de frecuencia que se producen en caso de perturbaciones son muy superiores a las que se experimentan en sistemas como el Peninsular. Además, las redes eléctricas de los sistemas insulares están por lo general poco malladas y son de niveles de tensión reducidas, orden de 30 kV. La menor potencia de cortocircuito, respecto a otros sistemas más mallados, es una característica diferencial de estos sistemas eléctricos.

Canarias es un ejemplo claro de las limitaciones impuestas por el sistema. Inicialmente la potencia solicitada por parque ha de ser menor de 20 MW. De hecho, aquellos parques eólicos cuya potencia instalada supere los 6 MW, quedarán obligados a conectarse a una tensión mínima de 66 kV, en aquellos sistemas insulares de la Comunidad Canaria en los que sea posible [161]. Ante posibles interrupciones los grupos no podrán ser mayores de 5 MW [162], dividiéndose el parque eólico en partes de como máximo 5 MW sobre las que se podrá actuar por separado.

En la figura (figura 6.8), se observa como llegados a la potencia nominal de 850 kW los aerogeneradores instalados en Canarias se mantienen con la necesidad de un reacondicionamiento del sistema. Cabe destacar que seguido al reacondicionamiento o animado por ello, en 2012 se realizaron varias repotenciaciones de parques eólicos en Canarias, identificándose con un punto anómalo en la curva de la figura.

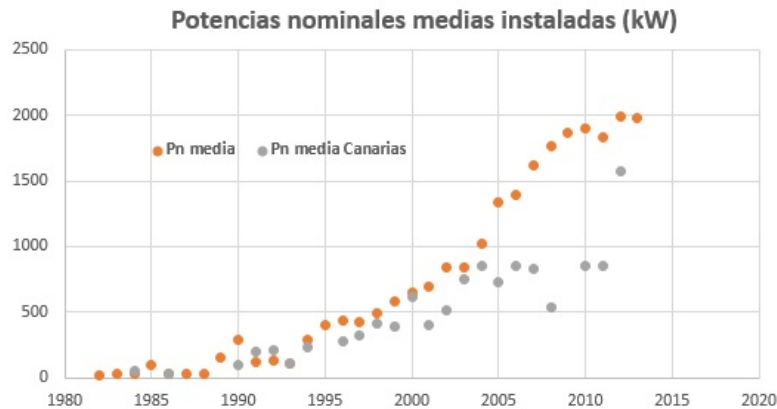


Figura 6.8: Comparativa de la potencia media nominal de los aerogeneradores emplazados en la Comunidad Canaria frente los instalados a nivel nacional. Elaboración propia (apéndice A).

En función de lo observado en sistemas eléctricos de menor fortaleza que el peninsular, como el Canario, pero igualmente poco interconectados (subsección 2.2.1), cabe suponer, que si se continúa incrementando la potencia eólica instalada en España, pudiera ser interesante limitar la potencia unitaria de los aerogeneradores a un nivel determinado para evitar posibles perturbaciones, principalmente de tensión.

Por último, el operador del sistema, REE, a través del “Centro de Control del Régimen Especial, CECRE” (subsección 2.3) obliga a conectarse en continuo con sus instalaciones a aquellos parques mayores de 500 kW en Canarias [163] y de 1 MW [164] en la península, para desarrollar la regulación de la producción de energía eólica mediante la monitorización continua con los distintos parques o agrupaciones cuando estos tengan menos de 10 MW de potencia instalada. Se faculta la posible interrupción, para conseguir el equilibrio necesario de generación-demanda, mediante la desconexión de potencias iguales o superiores a 10 MW. Cuestión que establece una posible magnitud de referencia de máxima potencia unitaria para el aerogenerador.

Límite dimensional

Las magnitudes dimensionales de los aerogeneradores se observan desde dos puntos de vista, el estructural o constructivo y el medioambiental.

Según la normativa vigente se considera un transporte especial genérico sin necesidad de aportación de estudio específico aquel de dimensiones hasta 45 m de longitud, 4,7 m de altura y 110 Tn. En caso de superar estas dimensiones se precisa la elaboración de un estudio específico de la ruta y los requerimientos establecidos. Según las compañías de transporte especial consultadas [165] [166], al día de hoy, el transporte de componentes del aerogenerador más problemáticos, aspas y torre, no han sido limitantes. En algunos casos, se han necesitado rutas o medios alternativos⁶, amplitud de anchura de pistas y carreteras o vehículos de tracción suplementarios para la ascensión de rampas significativas. Ahora bien, para el promotor todas estas complicaciones, aun siendo subsanables, también han significado un incremento de costes asociados a la instalación del parque eólico.

Para evitar problemáticas se han diseñado aspas y góndolas modulares, con patentes asociadas, para el desarrollo de la eólica onshore. Por otro lado, la logística establece la ubicación estratégica más adecuada de las fábricas de algunos componentes, como las aspas⁷, para la reducción de costes. [166].

Pero en cambio, algunas restricciones comienzan a aparecer, por ejemplo, en emplazamientos gallegos donde se limita la extensión de “playas” o explanadas, para la realización de las maniobras de montaje de los aerogeneradores, donde la grúa elevadora debe permanecer extendida [166]. También en Cádiz se limitan las anchuras de los nuevos accesos a 4,5 metros [167]. En la Comunidad Canaria se aconseja no superar el aerogenerador de 2-3 MW

⁶En el parque eólico Sierra de Carondio en Allande 2011-2012. En este caso, la empresa promotora EDPR, optó por la utilización de helicópteros grúa para el transporte de las palas desde Jarrio, Navia, Asturias, hasta el emplazamiento del parque Eólico en la Sierra de Carondio y Muriellos.

⁷En el caso de las aspas las fábricas con sencillos procesos de fácil instalación, donde principalmente se precisa una caja moldeadora de dimensiones similares a las aspas fabricadas y por tanto, se ubican según mercado.

por problemas logísticos y de instalación [168]. Por otro lado, también se limita la altura de la torre aerogeneradora en ubicaciones próximas a aeropuertos o zonas de aeronavegación.

Respecto a los impactos medioambientales más relevantes de un parque eólico en fase de explotación se encuentran el ruido, el aviar y el paisajístico.

Así como el ruido se aminora significativamente con la distancia y con el diámetro del rotor (sección 3.1), la altura del aerogenerador tiene un efecto negativo en la probabilidad de aumento de las colisiones de aves y murciélagos con las aspas [169]. La probabilidad de colisión depende de la tipología de especie, la altura de las aerogeneradores, los más altos, y la altura sobre el nivel del mar, lo más alto [170], incrementándose con la posibilidad del “efecto barrera” en migraciones nocturnas [171]. El agrupamiento de parques eólicos en el espacio multiplica el efecto barrera y también el número de colisiones [171]. Este tipo de efecto puede darse tanto en el caso de un gran parque eólico lineal como por el efecto acumulativo de varios parques.

El impacto local directamente relacionado con el paisaje es el impacto visual [172]. Paisajísticamente ya tienen un trato diferenciador aquellos parques con 50 o más torres [173] o aquellos con más de 10 ubicados en un área sensible [174]. En algunas comunidades, como la Asturiana, determinadas zonas como la oriental, con alto impacto visual, tienen la potencia de conexión limitada a un máximo de tres aerogeneradores o un total de 6 MW [175]. Aunque se anima a aumentar el tamaño de torres aerogeneradoras para reducir su número [127] [169] [172] [174] cabe destacar que la instalación de un único aerogenerador de enormes dimensiones podría causar un impacto doblemente negativo debido a su incremento de altura [127]. Cabe destacar que Molnarova et al. (2012), realizan estudios utilizando torres aerogeneradoras de alturas de 50-60 metros o magnitudes similares, las cuales, se presentan como muestras alejadas de las actualmente ofrecidas en el mercado.

Por otro lado, el impacto visual comentado está principalmente condicionado por la tipología del paisaje [176], por ejemplo, cuando el relieve es abrupto, se incrementan las referencias visuales realizando un impacto más

negativo sobre el observador que en extensiones llanas y extensas, de hecho, el relieve es una de las características materiales sobre las investigaciones paisajísticas [169] [177].

El impacto paisajístico es un campo que está tomando cierta relevancia y en especial, en zonas de gran densidad de parques [128] [171], pues cuanto mayor densidad de parques existe mayor visibilidad [127], además, al aumentar el diámetro de los aerogeneradores también se incrementa el área de sensibilidad afectada [174], cuestión que es considerada para la medición del alcance de un impacto en el *Real Decreto 1/2008 de 11 de enero*.

En estudios de campo realizados (Molnarova et al., 2012), también se comprueba la preferencia visual de los observadores por un reducido número de torres. Pero al mismo tiempo se cita la posible acumulación de dominantes negativos presentando la elección de grandes parques eólicos con mayor intensificación de aerogeneradores que muchos parques pequeños dispersos, concluyendo que es posible que incluso los partidarios de la energía eólica pueden sentir rechazo cuando la cantidad de aerogeneradores cruza un determinado umbral [176].

Si bien, el *Plan Sectorial Eólico del País Vasco* afecta únicamente a los “parques eólicos que cuenten con más de ocho aerogeneradores, viertan la energía generada en la red general y tengan así mismo una potencia instalada superior a 10 megavatios”, cuestiones que identifican la problemática para parques de más de 10 MW con aerogeneradores de potencia nominal superior a 1,25 MW, también se menciona, a la par de otros informes [171], que la suma de muchos parques de pequeña potencia instalada tienen mayor impacto medioambiental al incrementarse el número de infraestructuras eléctricas necesarias.

Un ejemplo de la saturación generada con el alto número de instalaciones se encontró en Galicia con el gran número de centrales hidroeléctricas y minihidroeléctricas [128], lo cual generó la reconsideración de la Comunidad Gallega en la aceptación de nuevas instalaciones.

Por tanto, se encuentran enfrentadas principalmente dos magnitudes, el

número de aerogeneradores por parque y la densidad de parques por extensión, apareciendo en tercer término, pero aún menos significativo, las dimensiones propias del aerogenerador. En España se presentan Comunidades (figura 6.9) con una significativa densidad de parques eólicos y aerogeneradores, Canarias, Galicia y Navarra, otras con menor densidad de parques pero de mayor tamaño, La Rioja, y otras con muchos parques eólicos pero de muy reducida potencia, Baleares.

Comunidad	Potencia MW	MW/MIL Hab	% MW/km2	% Parques/km2	% Aeros/km2
Andalucía	3338	0,40	3,8	0,2	2,7
Aragón	1893	1,43	4,0	0,2	4,4
Asturias	518	0,49	4,9	0,2	4,5
Baleares	4	0,00	0,1	0,9	0,1
Canarias	177	0,08	2,4	0,8	6,6
Cantabria	38	0,06	0,7	0,1	0,7
Castilla y León	5560	2,23	5,9	0,3	4,6
Castilla-La Mancha	3806	1,83	4,8	0,2	3,9
Cataluña	1269	0,17	4,0	0,1	2,6
Galicia	3328	1,21	11,3	0,5	13,7
La Rioja	447	1,40	8,9	0,3	7,9
Murcia	262	0,18	2,3	0,1	1,6
Navarra	1004	1,57	9,7	0,5	11,5
País Vasco	153	0,07	2,1	0,1	2,1
Valencia	1189	0,24	5,1	0,2	3,4

Figura 6.9: Densidad de potencia eólica instalada, parques y aerogeneradores por Comunidad. Elaboración propia según fuente [61].

Para evitar la influencia de la densidad de torres aerogeneradores y lograr una mejor integración paisajística, se establecen los valores mínimos de distancia entre torres de acuerdo a sus propias dimensiones, considerándose el rotor de los aerogeneradores como unidad de medida para cuantificar las separaciones [161] [174] [178].

En el *Plan Eólico Canario 2015* [163], también se utiliza esta unidad de medida para definir el “área de sensibilidad eólica de un aerogenerador” y así evitar la cercanía entre distintos parques eólicos.

Para la valoración de los efectos visuales negativos de los parques eólicos

sobre posibles observadores se valoran factores como la visibilidad y proximidad [127]. Distinguiéndose como áreas de influencia alta, media y baja, las áreas comprendidas entre las distancias de 5, 10 y 15 km desde el centroide del parque eólico.

Varias metodologías utilizan la denominada “cuenca visual” que se define como la superficie desde la cual un parque eólico es visible [179], considerando también infraestructuras de comunicación, para valorar los posibles impactos generados por la instalación. En otras metodologías utilizan los conceptos de “áreas de visibilidad” [180].

Aunque casi la totalidad de los estudios realizan un análisis topográfico de la región para determinar las áreas de influencia de los parques eólicos, en algunas metodologías [180], ya se utiliza la altura del aerogenerador ubicado en el punto culminante del posible emplazamiento como punto de referencia para determinar dichas áreas.

Al ser España una extensión con gran diversidad paisajística, de tipologías de suelo, de distintas densidades de parques y diferentes percepciones sociales cabe validar que las características de los parques eólicos se encuentren limitadas según la zona o región. Cuestiones validadas por autores [171] [177], informes [167] y normativas autonómicas vigentes [174], favoreciendo o delimitando su implantación. La evidencia disponible indica que la forma en que se desarrollan y gestionan los parques eólicos, así como el modo en que el público se implica en estos procesos, puede influir en las reacciones públicas ante nuevos proyectos eólicos en mayor medida que las meras características físicas o técnicas de la tecnología [172]. Los Planes Territoriales Sectoriales de Energía Eólica aprobados por las Comunidades Autónomas se revelan como un útil instrumento para el establecimiento de pautas y criterios orientadores [174], en la elección de los emplazamientos más adecuados desde el punto de vista medioambiental, para el aprovechamiento de ese recurso natural y al fin y al cabo, para la búsqueda del mejor acomodo territorial de los parques eólicos, dentro de la ordenación vigente de cada Comunidad Autónoma.

Ahora bien, dada la rápida evolución de la tecnología eólica, los *Planes*,

Leyes y Decretos ya establecidos y en vigor, deberían revisarse para acontecer el incremento dimensional experimentado por los aerogeneradores⁸. Por ejemplo, en el caso de la zona oriental de Asturias, zona considerada de alto nivel paisajístico y natural, se podría plantear la instalación de un único aerogenerador de 6 MW de potencia con un rotor de unos 130-140 metros, según la normativa vigente [175].

Aunque no se haya establecido normativa sobre parámetros dimensionales, si se tiene constatado que la percepción del parque afecta a la aceptación social, cuestión que hace plantearse la limitación estructural de los aerogeneradores. Möller et al. (2010), modelando las relaciones espaciales entre la población, los paisajes y el desarrollo de aerogeneradores desde 1.982 hasta 2007, para la región norte de Jutlandia, por medio de la proximidad, la densidad y la visibilidad, obtuvieron unos resultados que indicaban que el desarrollo no había sido continuo y que los impactos sobre el paisaje y la población estaban estrechamente relacionados con el desarrollo tecnológico.

El desarrollo sostenible de la energía eólica sólo se puede alcanzar realizando una planificación estratégica que permita incorporar las variables ambientales en los primeros estadios de la toma de decisiones [171], por tanto, cabría la posibilidad de plantear una posible primera limitación del número de aerogeneradores por parque eólico en función de la potencia total instalada y, de esta manera, también limitar las dimensiones máximas de los aerogeneradores en función de la extensión del parque para, posteriormente, supeditarlos a los *Planes Autonómicos* correspondientes. De esta forma, evitar el efecto negativo de la densidad tanto de parques como de torres aerogeneradoras y en el caso de regiones con alta densidad de aerogeneradores beneficiarse del efecto de la sensación social anterior a la instalación, es decir, aprovechar la percepción o efecto de la reducción del número de torres frente al aumento dimensional unitario del aerogenerador (sección 3.1) siempre evitando cruzar el umbral dimensional de cada aerogenerador.

⁸Algunas valoraciones se han realizado mediante turbinas de 600-660 kW [169] [173].

Límite económico y de mercado

Desde el punto de vista del inversor, con el aumento de la potencia nominal del aerogenerador y de sus dimensiones se obtienen numerosos beneficios en el incremento de producción y control de la generación (sección 3.1). Ahora bien, también aparecen, aparte de lo comentado con los costes de instalación, un incremento de otros costes como el del material de repuesto o mantenimiento, aunque la mayor problemática podría venir acarreada por el riesgo de interrupción de un aerogenerador, cuestión que cuanto mayor porcentaje represente el aerogenerador respecto del total, más significativo será.

Si se compara la parada de un aerogenerador entre parques de 2, 3, 4 o 5 torres, el impacto sobre la producción energética del parque sería en el primero del 50%, en el segundo del 33%, en el tercero del 25% y en el cuarto del 20% de la producción. Habiendo una diferencia entre ellos del 17,8 y 5% respectivamente. Cuestión que será, tanto más significativa, cuanto mayor sea la potencia total del parque eólico, pero que será de una variación menor del 3,3% a partir de cinco torres.

En el caso de que sólo existiera una única torre en el parque tampoco existiría la posibilidad de regulación de potencia entre aerogeneradores. Mediante sistemas de control de generación y el programa adecuado⁹ si uno o varios de los aerogeneradores de un parque eólico producen poca potencia, los aerogeneradores restantes se pueden regular, para trabajar a una potencia mayor y así compensar el déficit acontecido. Por otro lado, concentrar toda la producción en un único aerogenerador precisa de una seguridad y fiabilidad total en los requerimientos exigidos por el sistema.

Por otro lado, desde el punto de vista del fabricante interesa fabricar los aerogeneradores que más se adecúen al mercado potencial de la región correspondiente, realizando una producción en serie para conseguir un abaratamiento de costes. Por ejemplo, en Estados Unidos existen aerogeneradores

⁹Por ejemplo, el programa Enercon Scada RTU (remote Terminal Unit)/Enercon FCU (Farm Control Unit), coordina los aerogeneradores pertenecientes a un parque eólico en caso de existir diferentes cargas de funcionamiento.

de potencias de más de 9 MW y con rotores de 190 metros de diámetro pero los parques eólicos tienen potencias instaladas de hasta 300 MW, seis veces superiores a la de España. La globalización hace que los fabricantes también amplíen la gama de productos para no cerrarse a ningún mercado pero aún así se observa en el análisis de la base de datos que los fabricantes intentan, aparte de caracterizarse por alguna característica especial, así Enercon ofrece grandes posibilidades para vientos altos y Gamesa para vientos medios, también el no coincidir en potencias ofrecidas y realizar un reparto de mercado. De hecho Gamesa, fabricante nacional que a 2013 representa una cuota sobre el acumulado del mercado español de más del 52%, suministrando principalmente aerogeneradores de 2000 kW ha pasado a comercializar el aerogenerador de 4500 kW, para vientos moderados, no fabricando potencia intermedia y cediendo cuota de mercado a otros fabricantes, como Vestas, Enercon, Ecotecnia o Acciona Renovables, que abarcan las potencias cercanas a los 3000 kW [35]. Posiblemente una estrategia que permitirá confeccionar una nueva gama de aerogeneradores que puedan cubrir ambos mercados, onshore y offshore. Pero, principalmente encaminado a cuando el mercado español, su principal mercado, se recupere técnica y económicamente y posibilitando el acceso a otras regiones, como China o India, donde se pueden encontrar características de viento similares a la española. Por tanto, existe un efecto recíproco entre el mercado potencial existente para los fabricantes y los aerogeneradores ofrecidos por los fabricantes a los promotores, lo cual, influirá en la decisión final tomada por estos últimos.

En España, si la potencia de los parques sigue encontrándose reducida a 50 MW, para beneficiarse de una mejor retribución, el incremento de la potencia nominal unitaria podría encontrarse limitada ante la falta de mercado potencial, siempre considerando que al día de hoy los promotores apuestan por realizar instalaciones con el mismo tipo y modelo de aerogeneradores¹⁰, cuestión con mayor relevancia cuanto mayor es la potencia nominal unita-

¹⁰Medioambientalmente es aconsejable que los aerogeneradores que integran un parque eólico sean similares, es decir, del mismo tipo y tamaño, pues parece demostrado que el observador siente mayor rechazo ante diseños heterogéneos que incluyan máquinas de tamaño o tipología dispar [174].

ria. Actualmente, el 70,4% de los parques en funcionamiento¹¹ es menor de 30 MW (figura 6.10). Todos ellos repotenciados con un incremento del 40% estarían por debajo de 42 MW. Si además se supone, que la proporción de los nuevos parques eólicos instalados durante los próximos 20 años continúan la misma proporción del 70,4% por debajo de 30 MW, se obtendrían los siguientes escenarios a 2035 (cuadro 6.4).

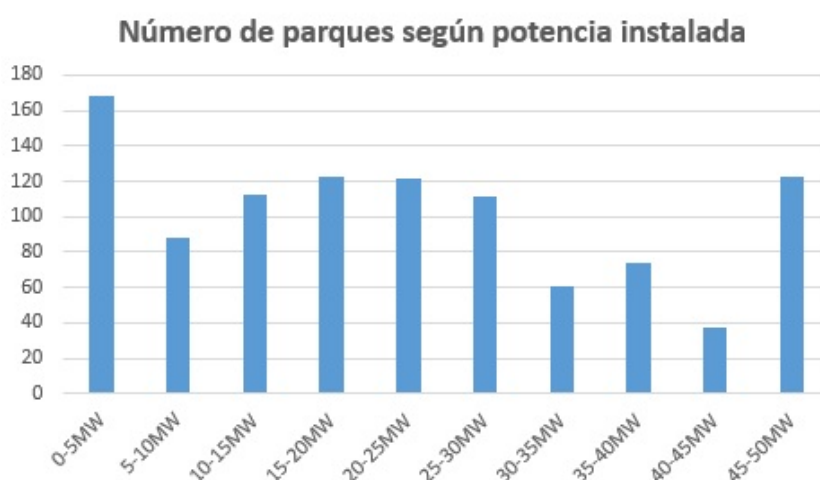


Figura 6.10: Intervalos de potencia de los parques eólicos españoles a 2015. Elaboración propia (apéndice A).

Potencia objetivo 2035	Potencia parque eólico
40.000 MW	El 70,4% $\leq$ 40 MW/parque
50.000 MW	El 70,4% $\leq$ 38 MW/parque

Cuadro 6.4: Potencia media de los parques instalados según posibles objetivos propuestos.

Desconociendo, si la totalidad de los parques instalados a 2015 se habrán repotenciado, o si varios de ellos, hubieran pedido una prolongación de la vida

¹¹Analíticamente, no en la gráfica, no se han contabilizado los 24 parques instalados anteriores al 1995 (inclusive) para no influir con parques experimentales o de la fase emergente. Aunque en caso de haberlos contabilizado, los parques instalados por debajo de 30 MW serían el 71%, diferencia casi nula con la utilizada.

útil del parque, se podría suponer que la mayor parte de los parques eólicos en España a 2035 estarán por debajo de los 42 MW. Independientemente de si se permitiera la repotenciación de los parques de 50 MW hasta los 70 MW. Cuestión que podría ser decisiva a la hora de apostar por la fabricación de un aerogenerador de una potencia más elevada a las existentes y que además, abarcara una amplia franja de mercado.

6.4. Propuesta para un desarrollo eólico sostenible

En caso de no existir limitaciones que no se puedan solventar económicamente, como los costes logísticos, existen unos factores ponderables para la determinación de la utilización de aerogeneradores de mayores dimensiones con su potencia correspondiente (cuadro 6.5).

Factores	Tipología	Causas
Sistema eléctrico	Limitante	P_{cc} y $P_{aerogenerador}$
Social y Medioambiental	Negativo	Costes medioambientales
Económico	Positivo	Incremento productivo
”	Negativo	Costes adicionales e interrupciones
Fabricante/Mercado	Adaptativo	Producción serie según mercado potencial

Cuadro 6.5: Factores decisorios, tipología y origen.

Con lo establecido cabe plantear una propuesta normativa donde se establezcan una serie de limitaciones que engloben los factores anteriormente establecidos. Para trabajar en dicha propuesta, se presentan las siguientes máximas:

- El cumplimiento de los *Planes, Decretos y/o Leyes* en vigor a 2015.
- Respetar los parámetros de análisis de las metodologías de estudios de

impacto medioambientales, EIA, y en caso de modificación o ampliación siempre en forma restrictiva.

- La potencia nominal unitaria de los aerogeneradores estará condicionada por la potencia total instalada del parque eólico en el que se encuentran ubicados.
- El límite de las dimensiones estructurales de los aerogeneradores estará condicionado por el mantenimiento del área de sensibilidad del parque eólico al que pertenezcan. Compensando el aumento de las dimensiones de los aerogeneradores con la reducción del número total de torres y aumento de las distancias correspondientes.
- Las medidas utilizadas a lo largo del estudio serán en función de las dimensiones de los aerogeneradores, en especial del diámetro del rotor y de la altura de la góndola o buje.

6.4.1. Bases y procedimiento para el desarrollo de la propuesta normativa

Los parques eólicos tomados como referencia parten de la metodología de EIA presentada por SEO-Birdlife en 2012 [171]. Donde los criterios para valorar el tamaño de un parque eólico y su potencia se consideran según su potencial de impacto medioambiental (cuadro 6.6). En consonancia a dicha metodología, el planteamiento a desarrollar se limitará a las clasificaciones expuestas por SEO-Birdlife donde el impacto generado este cuantificado con una valoración menor o igual al nivel medio. Cuestión que rebaja a la mitad el número de 50 aerogeneradores que se valoraban como problemáticos en el *Real Decreto 1/2008 de 11 de enero* y la *Ley 21/2013, de 9 de diciembre*. Por otro lado, enfocar el estudio hasta los 50 MW es lógico dado que es lo más interesante para el sistema eléctrico y retributivamente para el inversor.

Para analizar cuál será el tamaño máximo de aerogenerador para un parque eólico de una determinada potencia total instalada, primeramente se

Potencia Vs Turbinas	1-9	10-25	26-50	51-75
<10 MW	Pequeño	Medio		
10-50 MW	Medio	Medio	Grande	
50-75 MW		Grande	Grande	Grande
75-100 MW		Grande	Muy grande	Muy grande

Cuadro 6.6: Impacto según potencia y número de aerogeneradores del parque eólico.

estudian las posibilidades de sustitución de aerogeneradores ofrecidas manteniendo la igualdad de las “áreas de sensibilidad” con respecto a las de los parques identificados como situaciones frontera o de referencia, en las cuales se encuentran aquellos formados por 9 aerogeneradores para menos de 10 MW y 25 para 50 MW, presentadas en el cuadro 6.6.

El área de sensibilidad de un aerogenerador es el área abarcada por unas distancias determinadas, algunas veces indicadas en función del diámetro, a barlovento y a sotavento del aerogenerador en la dirección predominante del viento y a ambos lados de la torre en la dirección perpendicular a la predominante. La suma vectorial de ambas para cualquier otra dirección (figura 6.11). Por ejemplo, según el *Plan Eólico Canario 2015* es el área comprendida por 8 diámetros del aerogenerador a barlovento y 8 a sotavento en la dirección predominante y 2 diámetros a cada uno de los lados en la dirección perpendicular. Según el *Plan Eólico Canario 2015* el área de sensibilidad eólica de un parque eólico se define como: “*la envolvente poligonal, constituida por los contornos exteriores de las áreas de sensibilidad eólica de los aerogeneradores que componen el parque, proyectada y medida en un plano horizontal*”.

En el presente planteamiento a la hora de valorar las medidas que establecen el área de sensibilidad de un parque eólico se tendrán en cuenta dos zonas diferenciadas (figura 6.12), por un lado, la periferia del parque, denominada como zona o área de proximidad y por otro, la zona de emplazamiento de las torres aerogeneradoras pertenecientes a dicho parque. La primera zona servirá para establecer tanto las distancias de seguridad como las distancias



Figura 6.11: Área de sensibilidad de un aerogenerador según el *Plan Eólico Canario 2015*. Elaboración propia.

que aminoren los impactos generados respecto a un posible observador que se encuentre en el límite del área de sensibilidad del parque eólico. La segunda zona servirá para establecer unas distancias de separación entre torres aerogeneradoras que permitan tanto una densidad de aerogeneradores aceptable medioambientalmente como un óptimo rendimiento productivo del parque eólico para el promotor.

Para definir las magnitudes características de estas zonas, primeramente, se tiene que el “grado de intrusión en el paisaje” de un parque eólico depende de diversas características, entre las que se encuentran [172] las del propio parque: tamaño y número de aerogeneradores y su distribución en planta. Valorándose mediante factores como la visibilidad, proximidad o densidad ante posibles observadores [127].

Para mantener el factor de visibilidad y proximidad del parque eólico respecto a un observador situado en el límite del área de sensibilidad, aunque se hayan incrementado las dimensiones de los aerogeneradores, se utilizará una aproximación sugerida por Tsoutsos et al. (2006), donde diez veces la altura del aerogenerador, a lo largo de la dirección predominante del recurso, consiguen una integración del aerogenerador en el paisaje evitando la percepción de intrusión. Con lo cual, la altura de las torres se considerará con las limi-

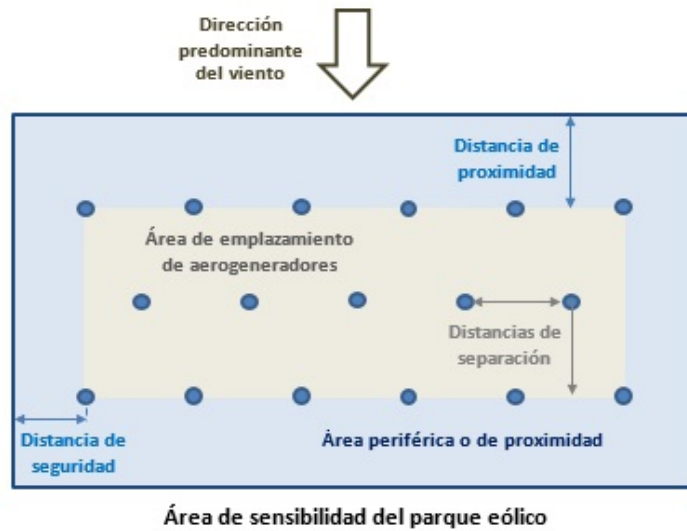


Figura 6.12: Descripción del área de sensibilidad de un parque eólico según metodología de estudio. Elaboración propia.

taciones ofrecidas para garantizar que los aerogeneradores se incluyen dentro del paisaje. Por otro lado, para las direcciones transversales, en las cuales, el área del rotor del aerogenerador no se observa mayoritariamente en su totalidad, se tendrá presente el mantenimiento de las distancias de seguridad. Ahora bien, los márgenes de seguridad, a diferencia de otros planteamientos, en vigor, también se presentan en función del diámetro del aerogenerador.

Estas cuestiones mejoran lo presentado por algunos *Planes*, por ejemplo, el *Plan Eólico Canario 2015*, que al no considerar las dimensiones del aerogenerador en la magnitud de las distancias mínimas de seguridad¹² respecto los límites de la poligonal externa del parque¹³, en el caso de incrementar las dimensiones del aerogenerador, puede empeorar la sensación de proximidad para un observador que se encuentre al borde del límite de seguridad, además de poder llegar a reducir su integridad.

Las distancias comentadas se aplicarán a los aerogeneradores que forman

¹²En el *Plan Eólico Canario* se presentan dos magnitudes de seguridad 250 y 400 metros de distancia bien sean aerogeneradores menores o mayores de 900 kW respectivamente.

¹³Poligonal establecida al unir las bases de las torres más externas del parque eólico.

la poligonal externa del parque eólico es decir, describirán la zona periférica o de proximidad del área de sensibilidad. Las distancias de alejamiento respecto el observador se aplicarán en la dirección predominante del viento y las de seguridad en la transversal a dicha dirección.

Con este procedimiento cuando se reduce el número de torres aerogeneradoras y aumenta su tamaño, también cambia su ubicación dentro del parque alejándolas del observador (figura 6.13). De esta manera, se consigue la doble finalidad; por un lado, disminuir o mantener la sensación de proximidad respecto el observador a pesar del aumento dimensional y, por otro lado, establecer unas distancias de seguridad también proporcionadas a las dimensiones de los aerogeneradores.

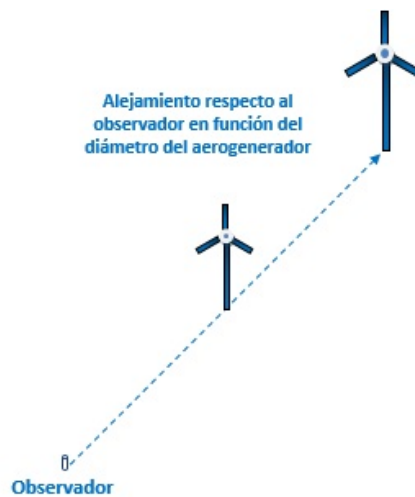


Figura 6.13: Mantenimiento de la sensación de proximidad mediante distancias proporcionales a la altura del aerogenerador. Elaboración propia.

Seguidamente, para reducir la densidad de los aerogeneradores en el parque eólico, aumentando su tamaño unitario y reduciendo su número total, también habrá que realizar un acondicionamiento de las distancias de separación entre los aerogeneradores en función de sus dimensiones; será preciso encontrar un equilibrio entre número de torres y distancias de separación.

Según estudios citados [181], se concluye que la instalación de turbinas de

viento en parques eólicos puede ser aceptada en la mayoría de los paisajes, siempre y cuando la distancia entre las turbinas individuales sea del orden de entre 5 a 10 veces el diámetro del rotor.

Pero además, también se dispone de diversos estudios e investigaciones realizados sobre cómo afectan las turbulencias generadas por los propios aerogeneradores en el rendimiento del parque eólico [182] [183] [184], según la disposición y las distancias de separación establecidas. Instalar una agrupación de turbinas muy próximas entre sí hace que se interfieran unas con otras por el efecto de apantallamiento o de sombra que se produce en la estela que genera cada una de ellas.

Por tanto, además de valorar la densidad de aerogeneradores en el paisaje, también se recomienda respetar unas distancias mínimas de separación para reducir en lo posible las pérdidas ocasionadas. La práctica confirma, como norma general, que las distancias habituales en el diseño de un parque eólico para disminuir estos efectos son entre 5 y 9 rotores en la dirección predominante del viento y entre 3 y 5 en la dirección perpendicular [185]. De esta forma se influye en la productividad del parque¹⁴ en menos de un 20% [186], según la disposición y el número total de aerogeneradores. Por otro lado, las medidas presentadas se encuentran cercanas a las magnitudes presentadas para no repercutir negativamente en la densidad visual de aerogeneradores en el paisaje. Las disposiciones recomendadas se presentan en la figura 6.14.

Se observa una cierta similitud con el área de sensibilidad descrito por el *Plan Eólico Canario 2015*, aunque no coincide exactamente, puesto que en este último caso, la aplicación es para la no coincidencia con otros parques eólicos de los alrededores, no utilizándose para realizar la disposición interna del parque. Por otro lado, tampoco mantiene la proporcionalidad entre las distancias perpendiculares establecidas.

En definitiva, para la misma área de sensibilidad del parque eólico se tienen que respetar, por un lado, las distancias adecuadas respecto el observador

¹⁴La productividad del 100% del parque eólico se evalúa respecto la suma de las producciones individuales de cada aerogenerador operando aisladamente.

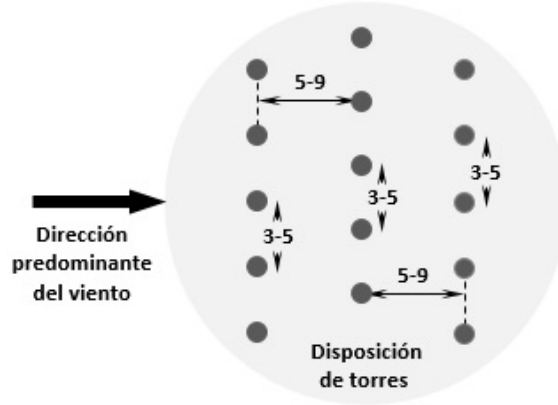


Figura 6.14: Distancias de separación entre aerogeneradores recomendadas. Elaboración propia según [185] [186].

para la integración del parque en el paisaje, por otro, las distancias precisas de seguridad y por último, aquéllas que además de establecer una separación entre aerogeneradores, acorde a sus dimensiones para reducir el efecto de la densidad, también aseguren una mínima reducción de productividad por las turbulencias generadas.

Por tanto, se dispone de una expresión del área de sensibilidad expresada en función del diámetro del rotor y de la altura del buje del aerogenerador (6.6).

$$Area_{sensibilidad} = Area_{proximidad}(\phi, h) + Area_{emplazamiento}(\phi) \quad (6.6)$$

Para realizar la igualdad del área de sensibilidad del parque eólico tomado como referencia y el parque eólico alternativo, con el incremento dimensional correspondiente, se utiliza un parámetro “K”, que representa la proporcionalidad entre los diámetros de los aerogeneradores de ambos parques, expresión (6.7).

$$\phi_{\text{aerogenerador alternativo}} = K \cdot \phi_{\text{aerogenerador referencia}} \quad (6.7)$$

Una vez obtenida la igualdad de áreas de sensibilidad será preciso realizar una comparativa para determinar la potencia total instalada que ofrece el parque alternativo, con menor cantidad de aerogeneradores pero de mayor potencia unitaria, respecto a los parques tomados de referencia de 10 y 50 MW. Para obtener una proporcionalidad entre la potencia instalada del parque alternativo, P , y la potencia instalada del parque de referencia, P_{ref} , se realizan las siguientes premisas:

- Se mantienen constantes los valores del coeficiente de potencia, c_{pe} y de la densidad del aire. Respecto el coeficiente, c_{pe} , asociado a la velocidad media del aerogenerador y habiendo realizado un análisis de las curvas de potencia de diversas marcas de aerogeneradores¹⁵, se presentan unos intervalos de magnitud entre ellos de $\pm 4,75\%$, variaciones asumibles para el objetivo del estudio a realizar, donde además, no se deben realizar discrepancias entre tecnologías¹⁶.

Además, generalmente, el valor del coeficiente de potencia máximo, $c_{pe,max}$, corresponde a un punto intermedio de la curva de potencia del aerogenerador [72], pues interesa el máximo rendimiento allí donde más frecuente sea la velocidad [181], pudiéndose asociar al valor medio de la velocidad y potencia correspondiente. Aproximaciones, también confirmadas, por las observaciones realizadas.

- La velocidad media y nominal de los aerogeneradores, se supone, que se adecúa al emplazamiento y que solamente se ve modificada por el factor de altura que experimenta el incremento dimensional.

¹⁵Las curvas de potencia estudiadas pertenecen a las marcas de Vestas, Gamesa, Acciona, Made, NMicon, Ecotecnia, Nordex, General Electric, Eozen, Siemens y Enercon.

¹⁶Las mayores discrepancias se encuentran con los aerogeneradores del tipo a los de las marcas Enercon y Siemens, llegando a superar, en algunos modelos, en más de un 8,5% al máximo valor del resto, consideración que se desarrollará posteriormente.

Por tanto, considerando el incremento de la altura de los aerogeneradores y el consiguiente incremento de velocidad (subsección 3.1), se obtiene la expresión (6.8), mediante la cual, se puede comprobar la potencia instalada con los nuevos aerogeneradores y bajo las nuevas condiciones de altura y velocidad del recurso.

$$\frac{P}{P_{ref}} = K^2 \cdot \left(\frac{\ln \frac{z}{z_0}}{\ln \frac{z_{ref}}{z_0}} \right)^3 \quad (6.8)$$

z = Altura de buje del nuevo aerogenerador

z_{ref} = Altura de buje del aerogenerador de referencia

z_0 = Rugosidad del terreno

Para aplicar las expresiones presentadas (6.6) y (6.8), según los criterios establecidos, se precisan las proporcionalidades, supuestos y referencias que se detallan a continuación:

- Las alturas del buje se supondrán en función del diámetro del aerogenerador y además, se estimará el incremento de clase debido a las nuevas magnitudes de altitud [112] pasando de Clase II-A a I-A según la *UNE-EN 61400-1* [187]. Como caso de estudio en un principio se presenta un parque inicial construido según la tipología mayormente utilizada en España, con multiplicadora, pasando posteriormente a una nueva tecnología sin multiplicadora. Estudio que presenta la actualidad y un posible futuro cambio de tecnología.

En el cuadro 6.7, se presentan los estadísticos correspondientes para analizar la solidez de la relación entre las variables diámetro y altura y sus curvas de regresión (figura 6.15), mostrando las expresiones lineales obtenidas utilizando la base de datos de aerogeneradores de Clase II-A y I-A del apéndice C.

- La rugosidad del terreno “ z_0 ” se considera de valor 0,1, según *UNE-EN 61400-1* para los cálculos en la obtención de parámetros relacionados con aeroturbinas.

Diámetro “ ϕ ” Vs Altura “h”	Clase II-A	Clase I-A
Coefficiente de Pearson	0,915	0,927
Covarianza	435,56 m ²	321,25 m ²
P-valor	$P < 0,05$	$P < 0,05$
Modelo de regresión	$h = 0,7547\phi + 16,755$	$h = 0,7338\phi + 16,635$
Error típico	8,081	6,479

Cuadro 6.7: Estadísticos y relación entre el diámetro y la altura para aerogeneradores de Clase II-A y I-A (en el último caso, sin multiplicadora).

- Los aerogeneradores potencia unitaria de 1,1 y 2 MW correspondientes a las situaciones de frontera o parques de referencia se les asignan unos diámetros de rotor de 64 y 87 metros respectivamente, considerando presente una Clase de viento IIA [187].
- Respecto a las distintas tipologías de disposición, número de filas por número de columnas, que puede presentar el parque de referencia, se toma el valor promedio de todas las posibles combinaciones, confirmándose como la más conflictiva, por características del área de sensibilidad, la disposición lineal y la menos, la disposición cuadrada.
- Las áreas de proximidad de los parques de referencia se tomarán en función de los diámetros de los aerogeneradores correspondientes en cada caso para cumplir los parámetros de 10 alturas de distancia respecto a un observador a lo largo de la dirección predominante del recurso y aproximadamente, las medidas de seguridad establecidas en el *Plan Eólico Canario 2015*. Ahora bien, en dicho *Plan* existe un salto de medida de seguridad en los aerogeneradores de 900 kW pasando de 250 a 400 metros respectivamente. Si se desea establecer las medidas de seguridad en función del diámetro se evitará el salto comentado poniendo una distancia en diámetros similar a la que se estima para el parque alternativo.
- Respecto las áreas de proximidad del parque alternativo y en función de las expresiones mostradas en el cuadro 6.7, relacionando el diámetro

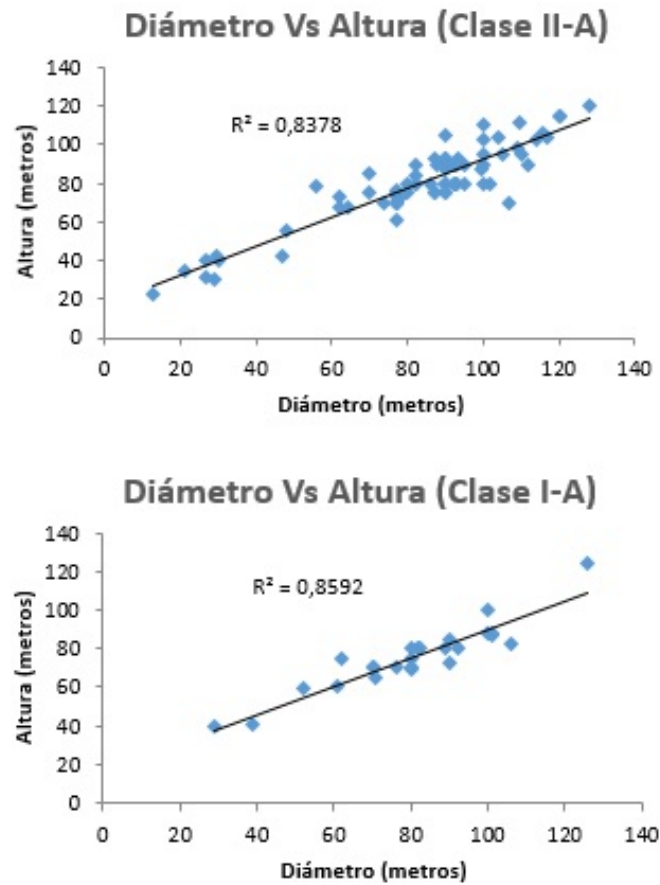


Figura 6.15: Gráficas del diámetro y la altura de los aerogeneradores de Clase II-A y I-A, en el último caso, sin multiplicadora. Elaboración propia (apéndice A).

con la altura, inicialmente, después de una previa estimación, se tomarán las distancias de seguridad y proximidad establecidas en función del diámetro del rotor con magnitudes fijas de 5 y 9 diámetros, respectivamente. Posteriormente se valorarán los resultados obtenidos. Esta forma de operar es de obligado cumplimiento puesto que los márgenes del área de proximidad no se pueden poner en función de un parámetro, altura del diámetro, la cual se determina en función de la propia área de proximidad, pues se generaría un bucle cerrado sin solución.

- Respecto las distancias de separación entre torres se estimarán los márgenes propuestos por los distintos autores como óptimos en el diseño de los parques eólicos (figura 6.14), teniendo presente que las distancias de separación tomadas serán las mismas para el parque de referencia como para el parque alternativo, no así las disposiciones.

Partiendo de una extensión de terreno llana y sin puntos o zonas estimadas óptimas para la ubicación de una torre aerogeneradora, aplicando todo lo expuesto y habiendo estimado las distintas posibilidades ofrecidas por los márgenes de error en la valoración de la altura en función del diámetro y los distintos valores comprendidos en los márgenes de separación entre torres recomendados, se obtienen los resultados presentados en el cuadro 6.8.

	Frontera	Mínimo obtenido	“K”	$P_{instalada}$	“ $K_{lim.inf}$ ”
A	9 torres = 9,9 MW	3 torres = 1 x 3	1,53	9,8 MW	2,17
B	”	4 torres = 2 x 2	1,45	10,4 MW	1,56
C	25 torres = 50 MW	4 torres = 2 x 2	2,14	50,8 MW	1,60
D	”	6 aeros = 2 x 3	1,85	50,9 MW	1,15

Cuadro 6.8: Resultados y parámetros comparativos.

Los resultados presentados se mantienen con variaciones del diámetro de referencia superiores al $\pm 8\%$, dado que el factor verdaderamente determinante en el análisis es el parámetro “K”, cuestión que faculta la no necesidad de la utilización de varios diámetros que aporten la potencia nominal unitaria de referencia utilizada.

Respecto las magnitudes que se consideraron inicialmente para dimensionar el área de proximidad, se estudia el cumplimiento de las diez alturas necesarias en la dirección predominante del recurso en función del factor “K” obtenido. Con los 9 diámetros establecidos, se obtiene un mínimo valor posible de “K” que se indica en el cuadro (6.8) con la denominación “ $K_{lim.inf}$ ”. Con lo cual, se comprueba lo siguiente:

- El caso “A”, se aproxima casi a la totalidad de la potencia instalada

de referencia con 3 aerogeneradores habiendo aplicado el mayor incremento posible de altura según los márgenes de error establecidos en las expresiones $h : f(\phi)$ del cuadro 6.7. Pero el valor insuficiente del parámetro, K , indica que los márgenes de proximidad de 9 diámetros no cumplimentan la magnitud de 10 alturas, puesto que se precisaría de una magnitud equivalente a 9,7 diámetros, cuestión que, en caso de aplicar, rechazaría la posibilidad de 3 torres.

- Para el caso "B", aunque experimenta un valor del parámetro, K , inferior al límite establecido, también tiene una potencia superior a los 9,9 MW necesarios. Por tanto, si se reduce el valor del parámetro adecuadamente para igualar las potencias instaladas, se posibilita la obtención del área de proximidad necesario con 9,5 diámetros de rotor. Lo cual, otorga validez a la disposición y número de aerogeneradores.
- Para los casos "C" y "D", se cumplen holgadamente los límites mínimos impuestos para el parámetro, K .

Se observa en los casos planteados que cuanto mayor es el valor del parámetro, K , respecto al límite definido, mayor es la posibilidad de incrementar las magnitudes para aminorar los impactos negativos sobre los alrededores, incluso se podría valorar hasta reducir el área de sensibilidad.

Por otro lado, respecto los márgenes de seguridad establecidos de 5 diámetros de rotor se obtienen magnitudes que para parques con aerogeneradores de diámetro superior a 80 metros cumplen con lo establecido en el *Plan Eólico Canario 2015*. Además, tal y como se comentó anteriormente, se evita el salto existente entre 250-400 metros, entre los diámetros de 50 y 80 metros, realizando una asignación proporcional según se incrementa el diámetro del aerogenerador.

Los datos obtenidos también presentan a las disposiciones cuadradas o rectangulares como las más interesantes a la hora del mantenimiento de la extensión del área de sensibilidad, así como, también se indica que el número mínimo aconsejable de aerogeneradores en un parque eólico se encuentra entre

4-6. Datos que concuerdan con las afirmaciones establecidas en determinados estudios donde se comenta que los paisajes llanos se encuadran mejor con parques eólicos en filas [172].

Cabe destacar que los resultados de posibles disposiciones, obtenidos según el estudio efectuado donde se seleccionaron las tipologías de Clase IIA y IA con y sin multiplicadora respectivamente, son los mismos resultados que si se hubieran propuesto otros posibles casos, como por ejemplo, un mantenimiento de la Clase IIA con multiplicadora o un mantenimiento de Clase IA con o sin multiplicadora indistintamente.

Con todo lo expuesto, se observa la posibilidad de reducir el parque eólico a un número mínimo de aerogeneradores manteniendo tanto el área de sensibilidad del parque de referencia como su potencia instalada. Además, se posibilita reducir el factor de intrusión definiendo un área de proximidad proporcional a la dimensión del aerogenerador, aplicando la correspondiente constante de proporcionalidad, K , entre diámetros. Al mismo tiempo, se reduce la densidad de aerogeneradores y se establecen normativas de seguridad proporcionales al tamaño de los aerogeneradores y se asegura el rendimiento productivo del parque.

El procedimiento desarrollado se presenta en el siguiente diagrama de bucles (figura 6.16). Llegados a este punto se han obtenido unas opciones (indicadas en verde en el diagrama), factibles para valorar otras posibles limitaciones del tipo a las impuestas por el sistema eléctrico y tratadas con anterioridad.

Para la concreción de la propuesta normativa se consideran los siguientes puntos de las limitaciones impuestas por el sistema eléctrico:

- La magnitud de potencia permitida en el punto de acometida. Cuestión estrechamente relacionada con la tensión de la línea eléctrica en el punto de acometida del parque correspondiente.

Como se ha visto la dimensión de los parques está relacionada con lo abrupto del relieve y tipología de línea eléctrica de la región y de esta

6.4. PROPUESTA PARA UN DESARROLLO EÓLICO SOSTENIBLE 121

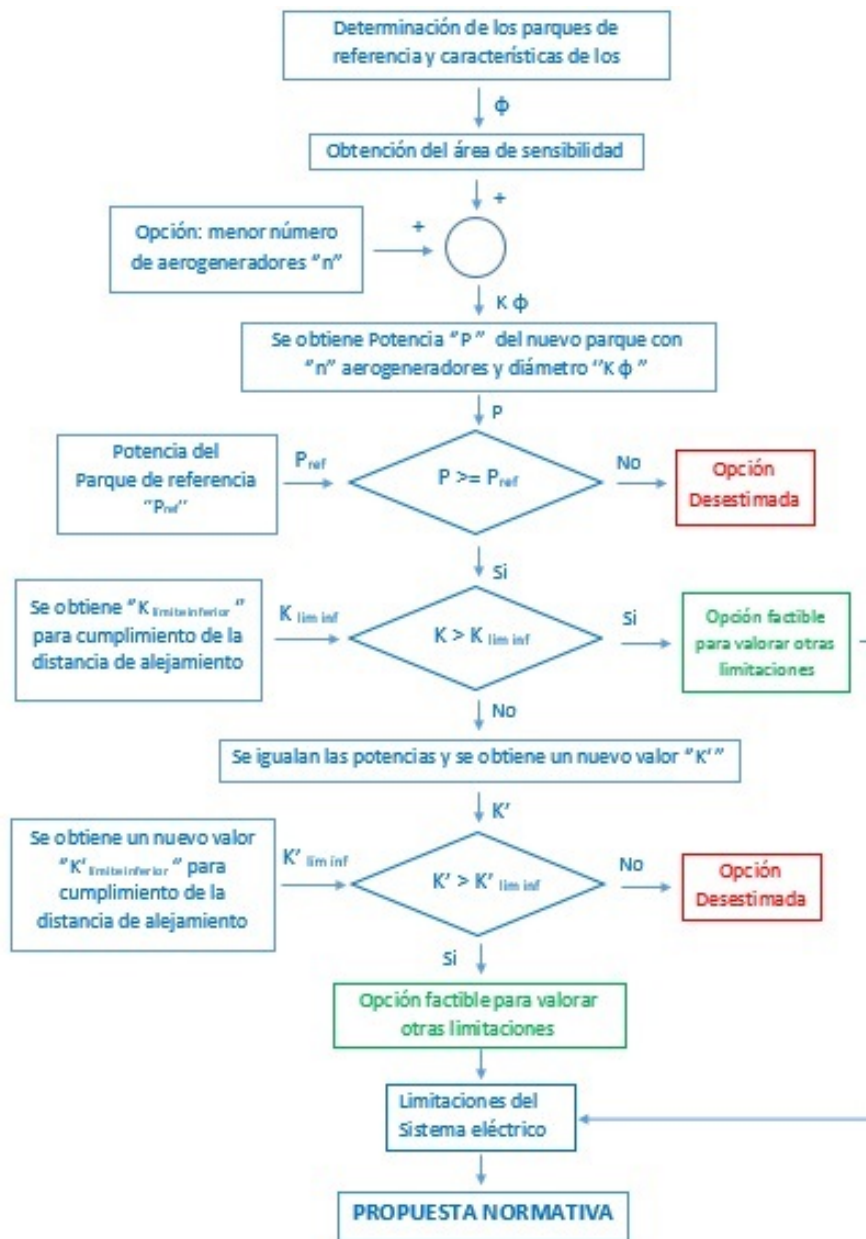


Figura 6.16: Procedimiento para el desarrollo de la propuesta normativa.

manera, se podrían excluir aquellas zonas que poseen reducidas dimensiones o constituyen entornos aislados o alejados de los posibles puntos de conexión a la red de distribución y que por lo tanto, imposibilitan

la instalación de parques eólicos o encarecen su explotación.

- La limitación de la potencia nominal unitaria por aerogenerador a 5 MW en el Sistema Canario para evitar impactos eléctricos negativos sirve como referencia para estimar futuras limitaciones en el sistema eléctrico peninsular.
- Se considera la potencia de referencia de 10 MW utilizada por el CENER en el control de las interrupciones.

Lo cual podría servir para realizar un control escalonado de las interrupciones realizadas, posibilitando la interrupción por grupo o parcial de un parque eólico.

6.4.2. Condiciones y parámetros técnicos de la propuesta normativa

Dando prioridad a los límites medioambientales y los impuestos por el sistema eléctrico se tiene la posibilidad de valorar una propuesta normativa donde se establezca una proporcionalidad entre las dimensiones unitarias de los aerogeneradores y la potencia total instalada del parque eólico al cual pertenecen, es decir, los aerogeneradores de gran tamaño para los parques de mayor potencia total instalada, lo cual, está íntimamente ligado a la extensión del parque.

Además, se evita concentrar la totalidad de la potencia instalada en unos pocos aerogeneradores (Hurtado et al, 2004), tomando un número mínimo de aerogeneradores por parque, según potencia instalada, buscando el máximo rendimiento de la instalación y reducción del impacto medioambiental paisajístico generado para conseguir una generación eficiente y sostenible.

En definitiva y considerando que los aerogeneradores que formen el parque eólico están dispuestos según la separación adecuada, la propuesta normativa genérica (para parques eólicos no experimentales) realizada para el número y potencia unitaria de los aerogeneradores en función de la instalación, es el

6.4. PROPUESTA PARA UN DESARROLLO EÓLICO SOSTENIBLE¹²³

siguiente:

- Los parques eólicos de potencia instalada hasta 10 MW pueden estar formados por torres de potencia máxima unitaria menor a 10/4 MW.
- Los parques eólicos de potencia instalada comprendida entre 10-50 MW podrán estar formados con un mínimo de 4 torres las cuales nunca superen el valor máximo de potencia unitaria de 10 MW.
- El área de seguridad a partir de la poligonal externa del parque eólico, en la perpendicular a la dirección predominante del viento mantendrá un valor de 5 diámetros de rotor con un mínimo de 250 metros.
- El factor de proximidad a partir de la poligonal externa del parque eólico, en la dirección predominante del viento, mantendrá un valor mínimo de 10 alturas de buje del aerogenerador.
- Las distancias de separación entre torres aerogeneradoras deberán asegurar su productividad. Según los autores, la separación entre torres será la adecuada para no aminorar el rendimiento del parque en más de un 20% respecto la suma de las producciones individuales de cada aerogenerador.

Mediante este supuesto escenario además de cumplir con la normativa expuesta, también se tendría directamente asociado lo expuesto en los límites impuestos al desarrollo de la energía eólica relacionado con el sistema eléctrico y el medioambiente.

- Respecto el sistema eléctrico se obtendrían las siguientes posibilidades:
 - Evitar concentraciones de potencia elevadas para evitar el grado de afección al sistema eléctrico.
 - Posibilitar, desde el punto de vista del control remoto, la actuación parcial sobre grupos unitarios próximos a 10 MW y que pertenezcan a grandes instalaciones. De esta forma se puede distribuir zonalmente las interrupciones previstas.

- Respecto a la cuestión social y medioambiental:
 - Reducir la densidad de torres respetando las distancias aconsejables para evitar impactos acústico, aviar y visual.
 - Intentar aminorar el grado de saturación en la sociedad en referencia al desarrollo eólico.

Además, indirectamente al limitar el número mínimo de aerogeneradores a un mínimo próximo a cuatro, para parques desde 10 MW, también se estaría evitando asumir un riesgo económico para el inversor mayor del 5%, en relación con la potencia total instalada, ante una posible parada accidental. Además, se facultaría la posibilidad de incrementar el incremento productivo mejorando la eficiencia y requerimientos de las instalaciones, facilitando la compensación productiva entre aerogeneradores.

Por último y respecto a un análisis de mercado que los fabricantes pueden valorar se tiene, que si la potencia instalada del parque continúa limitada a 50 MW y la mayoría de las instalaciones que se efectuarán en España estarán por debajo de los 42 MW, los aerogeneradores preferibles a implantar tendrán potencias unitarias que cubran el mayor número posible de instalaciones, sin olvidar las recomendaciones existentes de mantener la misma tipología y modelo de aerogeneradores. Una opción factible se encontraría en la combinación de plataformas ya existentes de 2-2,5 MW con otra próxima a los 4-5 MW que abarcaría los parques eólicos por encima de alrededor de 16 MW junto a otra próxima a los 8 MW que abarcaría lo superior a los 25 MW. Planteamiento que sería factible con la previsión presentada por la “Curva S” evolutiva (sección 6.2 donde la mayor parte de lo instalado serían parques en la franja comprendida entre 10 y 30-40 MW limitándose la utilización de grandes aerogeneradores para zonas muy extensas, de poco relieve y con posibilidad de conexión a red.

Considerando que la proximidad a núcleos de población ya resulta una tarea de planificación local (Hurtado et al., 2004), al igual que las tipologías de suelo y respetando los *Planes, Leyes y Decretos* en vigor y posteriores restricciones, se propone la propuesta expuesta como adecuada y cuyo obje-

tivo principal es la continuidad en el desarrollo de las instalaciones eólicas protegiendo el carácter del paisaje dentro de los procesos de planificación. Una propuesta normativa de ordenación a nivel general con posibles limitaciones o nuevas restricciones implantadas con posterioridad a nivel específico mediante las normativas autonómicas o municipales correspondientes.

Ahora bien, cabe significar que la restricción de las dimensiones de los aerogeneradores pudiera estar definida por otros valores que aparecieran asociados a algún acontecimiento o movimiento social, lo cual, conllevaría a la limitación definitiva del crecimiento dimensional para la correspondiente región. Lo que de momento sí se puede observar, es que convivirán grandes y medianos aerogeneradores según la ubicación del emplazamiento y que los fabricantes irán tanteando las sensibilidades sociales según los aerogeneradores que se vayan instalando.

Haber realizado una propuesta normativa fundamentada en las normativas vigentes, los estudios realizados y las limitaciones experimentadas, ofrece mayores probabilidades de aproximación en la realización de planificaciones sobre futuras repotenciaciones pues ofrece una perspectiva de diseño del proyecto del parque eólico repotenciado.

6.5. Síntesis y contribución

Inicialmente, se ha definido una curva que sirve para la estimación de la potencia media de los aerogeneradores que se podrán encontrar en un futuro y así poder planificar una futura repotenciación.

Posteriormente, y en función de las limitaciones tecnológicas existentes y las que previsiblemente aparecerán, se presenta una propuesta de Regulación Normativa para el diseño del proyecto de parques eólicos, que faculta la posibilidad de cumplir la línea de tendencia prevista por la “curva S” evolutiva.

En la propuesta se presentan unas limitaciones en la potencia unitaria de los aerogeneradores y de la cantidad mínima de aerogeneradores en función

de la potencia total instalada del parque eólico.

Además, se presentan unos principios de diseño del parque eólico para solventar las posibles problemáticas que se puedan plantear con el aumento dimensional de los aerogeneradores, incorporando la altura del aerogenerador como parámetro de proximidad a tener presente, y así evitar una respuesta social negativa que imposibilite futuras instalaciones y repotenciaciones eólicas.

Capítulo 7

Estimación de futuras potencias nominales, de diámetros y de frecuencias o histogramas

En el capítulo anterior se ha obtenido una función principal, la potencia media aerogeneradora instalada, que sirve como referencia respecto al tiempo de la tendencia evolutiva de los aerogeneradores, se ha conseguido tener una variable, que es la potencia del aerogenerador, en función del tiempo.

Si se desea referenciar algún parámetro con el tiempo, también se puede conseguir referenciándolo con la potencia y así se puede vislumbrar una tendencia de dicho parámetro tanto con la potencia como con el tiempo. A continuación se plantea la agrupación de los aerogeneradores en “plataformas”. Al agrupar los aerogeneradores por su potencia nominal y el diámetro del rotor correspondiente, se obtiene mayor certidumbre en el análisis de evolución pues se evalúa la evolución de la totalidad del conjunto, al cual, se pertenece [189].

Pero los aerogeneradores se pueden agrupar según potencia nominal o según diámetro del rotor, independientemente. Para encontrar la correlación entre ambas agrupaciones se recurre a la velocidad del recurso [190] en base a

la IEC 61400-1 [187]. Posteriormente, se incluyen otros factores tecnológicos.

De esta forma, se puede conseguir una estimación de la potencia nominal y del correspondiente diámetro del rotor asociado del aerogenerador, según las características del emplazamiento y de la tecnología del aerogenerador.

Posteriormente, con las plataformas¹ aerogeneradoras presentadas, la “curva S” de evolución y los límites tecnológicos estimados, con anterioridad, se realizará el desarrollo de la serie temporal de las distribuciones de frecuencia anuales de las distintas plataformas de potencia nominal y así se podrá conocer cuáles serán las plataformas presentes en el futuro y su relevancia en el mercado.

Es decir, se estimarán las “curvas S parciales” de cada plataforma aerogeneradora para identificar los momentos adecuados para su posible utilización y así poder determinar y comparar, en próximos capítulos, los beneficios económicos y medioambientales de las distintas alternativas de selección.

7.1. Agrupación de los aerogeneradores en plataformas

Como se ha comentado las agrupaciones o plataformas pueden ser según las potencias nominales o según los diámetros del rotor. La agrupación de potencias sirve para la estimación de futuras potencias. La correlación entre potencias y diámetros sirve para la estimación de las características dimensionales de un aerogenerador de una potencia nominal determinada. Por tanto, se precisa una correlación entre ambas agrupaciones.

La potencia de los aerogeneradores depende de varios parámetros (7.1), diámetro del rotor, ϕ , velocidad del recurso, v , que a su vez depende de la altura del buje, h , y el coeficiente de potencia eléctrico, c_{pe} , manteniendo la

¹En un principio el concepto de plataforma se utilizará para referirse a las agrupaciones de aerogeneradores.

densidad constante.

$$P_{aerogeneradora} = (\phi, v(h), c_{pe}) \quad (7.1)$$

Se considera que la evolución de la potencia aerogeneradora evoluciona directamente asociada a las dimensiones del rotor, es decir, una vez alcanzada una determinada dimensión de palas, su magnitud engloba una serie de posibilidades, adecuándose cada fabricante a una potencia determinada según: la velocidad de la clase de viento característica y el coeficiente de potencia eléctrico, c_{pe} , propio de su tecnología.

El diámetro del rotor de los aerogeneradores crece según los incrementos que precise su estructura según la proporción de “raíz de pala”², “punta de pala” y reparto de los perfiles NACA (National Advisory Committee of Aeronautics), precisos para su óptimo rendimiento [72] [108] [181]. Al día de hoy, por ejemplo, la marca LM GlassFiber, incrementa sus aspas entre 2-3 metros lo cual se traduce en unos saltos de magnitud rotórica comprendidos entre 4-6 metros a no ser que también se precise un incremento adicional de la raíz de pala.

Respecto la velocidad del recurso, se tiene el estándar internacional IEC 61400-1 [187], edición revisada del 1999, donde se identifican distintos tipos de turbinas eólicas en función de las diferentes condiciones de viento que existan. En la tabla (7.1) se detallan las distintas clases de viento.

Se debe destacar que la IEC comenzó a trabajar en la estandarización internacional de las reglas de diseño de las turbinas eólicas en 1988, realizando la primera publicación del IEC 1401-1 en el 1994, por tanto, los aerogenera-

²La raíz de la pala se define como la parte correspondiente a las palas que se encuentra más próxima al buje y su “cuerda” o longitud del corte transversal es mayor que en el resto de la pala, puesto que soporta la casi totalidad de las fuerzas mecánicas. Se comprueba que cuanto más próxima se encuentre la raíz al buje mejor rendimiento se experimenta, pero la posibilidad de aproximarla requiere mayor dimensionamiento del buje.

	Clase I	Clase II	Clase III	Clase IV
V_{media} (m/s)	10	8,50	7,50	6
V_{ref} (m/s)	50	42,50	37,50	30
$V_{extrema50}$ (1,4 V_{ref}) (m/s)	70	59,50	52,50	42
Clase A (Turbulencia alta)	18%			
Clase B (Turbulencia baja)	16%			

Cuadro 7.1: Características de las distintas clases de viento. Fuente [187].

dores de años anteriores no tenían registrado en sus características técnicas el tipo de viento al que pertenecían [191].

Respecto la incidencia del coeficiente de potencia eléctrico, c_{pe} , tal y como se comentó en la sección 6.4.1, exceptuando determinadas tecnologías, se puede considerar uniforme en un intervalo de $\pm 4,75\%$ para las velocidades medias correspondientes. Dichas tecnologías anómalas, entre las que se encuentran los aerogeneradores de la marca de Enercon, presentan unas ciertas particularidades que hacen que su valor ronde, llegando a superar el elevado valor, $c_{pe} = 0,5$, en la proximidad de la velocidad media. Este valor tan elevado obedece principalmente a las características estructurales de su pala. La “raíz de la pala”³ se encuentra próxima al buje consiguiendo un mayor aerodinamismo a lo largo de su extensión, cuestión que la favorece a la hora de realizar la regulación. Por otro lado, al aprovechar mejor el recurso el diámetro del rotor se puede reducir substancialmente ocasionando, para elevadas velocidades del recurso, menores cargas estructurales [181]. Es por ello, que este tipo de aerogeneradores son los más utilizados principalmente en regiones de muy fuertes vientos. Además, tendrán una consideración especial en las plataformas aerogeneradoras puesto que sus dimensiones no guardan similitud con la magnitud de la mayoría de los rotores predominantes en España.

Por otro lado, se encuentra la altura del aerogenerador. La altura reper-

³Las dimensiones características del buje de Enercon faculta la posibilidad de aproximación de la raíz de pala al citado buje, soportando mejor las fuerzas mecánicas.

cute en el incremento de la velocidad, según la expresión (3.3), la cual se traduce en un incremento de la velocidad entre el 3,6 y el 2,4% para sucesivos incrementos de la torre de un 20% en un intervalo comprendido entre 17 y 180 metros de altura de buje. Pero, por otro lado, también repercute en el coste de la instalación [72] [181], por tanto, su valoración es considerada cuando los beneficios energéticos conseguidos son rentables para cada tipología de emplazamiento no excediéndose en su extensión, aunque, algunos fabricantes como Nordex lo utilizan en sus modelos, como por ejemplo el N90-2300, para incrementar la potencia nominal de sus aerogeneradores en magnitudes del 10-15%. En definitiva, para la agrupación en plataformas a exponer, la repercusión de la altura, no se considera.

Resumiendo, se tiene que para una potencia determinada, se establece un equilibrio entre el diámetro del rotor y la velocidad del recurso según la clase aerogeneradora correspondiente y las condiciones particulares del emplazamiento. Afectando en menor medida el coeficiente de potencia eléctrico, c_{pe} , característico y no considerando el sobredimensionamiento de la altura del buje.

7.1.1. Representación gráfica de una plataforma aerogeneradora

Previamente y habiéndose comprobado, mediante el estudio de las correspondientes curvas de potencia de los aerogeneradores instalados en España (subsección 6.4.1), se realizan unas consideraciones que cumplen la práctica totalidad de los aerogeneradores instalados y que permitirán realizar una agrupación de diámetros y sus correspondientes potencias:

- Se tiene que los aerogeneradores desarrollan su valor óptimo del coeficiente de potencia eléctrico, c_{pe} , alrededor de la velocidad media característica de su clase [72], abarcando el valor de velocidad, v_{50} , correspondiente al 50% de la potencia nominal⁴.

⁴A partir de este punto a la velocidad del recurso correspondiente al 50% de la potencia

- Se considera que la magnitud de la velocidad, v_{50} , es directamente proporcional a la clase aerogeneradora a la cual pertenece.

Es decir, para un aerogenerador de vientos muy fuertes, clase I, le corresponde una velocidad, v_{50} , de mayor magnitud que la que le corresponde a un aerogenerador de vientos medios, clase II.

- Las variaciones de clase experimentadas en los distintos modelos de aerogeneradores se visualizan tanto en la velocidad nominal como en las velocidades alrededor de la velocidad media.

Es decir, los cambios de clase desplazan la curva desde su parte superior e inferior (en mucho menor grado) experimentándose la variación de velocidad a lo largo de toda la curva prácticamente en la misma proporción.

Se comprueba que aproximadamente los valores extremos de una clase II aerogeneradora, guardan similar relación entre velocidades medias (cuadro 7.1) que entre velocidades nominales estimadas (7.2).

$$\frac{9,25 \text{ m/s}}{8 \text{ m/s}} \approx 1,156 \quad \Longleftrightarrow \quad \frac{14 \text{ m/s}}{12 \text{ m/s}} \approx 1,166 \quad (7.2)$$

- Por otro lado, se considera que la velocidad, v_{50} , suele estar comprendida en el intervalo de la clase correspondiente.

Es decir, por ejemplo, si la clase correspondiente es la clase II, la mitad de la potencia nominal se alcanza en una velocidad, v_{50} , comprendida en el intervalo entre 8 y 9,25 m/s.

A partir de estas premisas se puede considerar que en la curva de potencia al valor del 50% de la potencia nominal le corresponde un valor de coeficiente, c_{pe} , que se puede considerar en un intervalo de $\pm 4,75\%$, para la mayoría de las tecnologías. Esta cuestión sería muy complicada si se trabajase con

nominal se la denomina, v_{50} , para no generar confusiones con la velocidad media, v_m .

la velocidad nominal, dado que aparte de la gran variedad que experimenta la magnitud del coeficiente, c_{pe} , a dicha velocidad, la designación de la correspondiente velocidad nominal presenta muchas complicaciones⁵ [181].

Además, si las velocidades correspondientes al 50% de la potencia nominal, v_{50} , se agrupan en unos márgenes de magnitud similares a los establecidos entre clases aerogeneradoras, se podría alcanzar una similitud de clasificación entre cada una de las agrupaciones y la tipología de viento a la cual corresponden.

Se destaca que, en ningún caso, por un lado, se está considerando que la velocidad media, v_m es la velocidad del 50% de la potencia nominal, v_{50} , y por otro lado, tampoco se están identificando las áreas del gráfico con las clases aerogeneradoras.

Ahora bien, se realiza esta primera aproximación entre márgenes de velocidad dada su cercanía en la curva de potencia y dada la similitud de las variaciones experimentadas ante distintos valores de velocidad nominal de los aerogeneradores. Lo cual, si puede servir para realizar una aproximación de la tipología del aerogenerador o de la velocidad del recurso característica del emplazamiento.

En consecuencia, en una primera estimación, se pueden considerar las velocidades, v_{50} , mediante los mismos márgenes establecidos según la clase aerogeneradora correspondiente.

Por tanto, para representar las posibles variaciones o combinaciones entre diámetro, velocidad y " c_{pe} ", relacionadas con un margen de velocidad determinado, se utilizan los valores del 50% de la potencia nominal, su co-

⁵La velocidad del viento nominal es la velocidad del viento a la que se alcanza la potencia nominal del generador. Esta última es idéntica a la potencia de salida máxima del generador de forma permanente admisible. En la práctica, no es posible determinar la velocidad nominal del viento muy precisamente. Debido a la turbulencia del viento y las características del control de paso de las palas, la curva de potencia muestra un marcado más o menos "redondeo" ya que se acerca la potencia nominal. Varios fabricantes, entre ellos Enercon, adjuntan informes en sus proyectos de parques eólicos, sobre las discrepancias encontradas entre curvas de potencia realizadas y presentadas por otras compañías.

respondiente velocidad, v_{50} , y los márgenes establecidos por la velocidad media de la clase correspondiente.

Para la explicación de esta forma de agrupar se presenta la figura 7.1. En dicha figura, se tiene una serie de puntos caracterizados por unas determinadas magnitudes de potencia y diámetro. Para la obtención de dicha figura se parte de la agrupación mediante un margen en la magnitud del diámetro del rotor. Por tanto, la plataforma aerogeneradora, inicialmente, está relacionada con el margen de diámetro del rotor establecido.

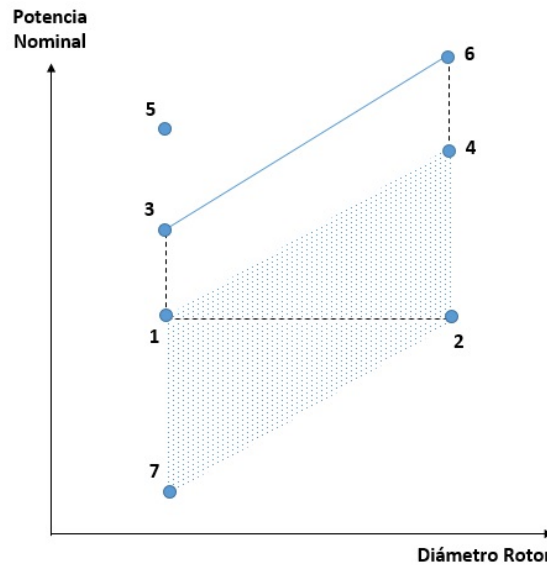


Figura 7.1: Representación de las posibles correlaciones existentes en una agrupación o plataforma aerogeneradora.

Observando la figura 7.1, se tiene que al pasar del punto 1 al punto 2, manteniendo la misma magnitud de potencia nominal e inicialmente un valor constante del coeficiente de potencia, c_{pe} , se experimenta un equilibrio inversamente proporcional entre el diámetro de los aerogeneradores y la velocidad del recurso. De tal forma que según disminuye la velocidad del recurso aumenta el diámetro del rotor y al revés. De tal forma que al punto 1 le corresponde la máxima velocidad de la plataforma y el mínimo diámetro, por ende, al punto 2 le corresponde el valor mínimo de velocidad y el máximo

valor de diámetro de la plataforma.

Mediante la expresión (3.1) donde se cuantifica la potencia de los aerogeneradores, se obtiene el parámetro, a , definido por la relación entre las velocidades $v_{50,1}$ y $v_{50,2}$ correspondientes al 50% de la potencia nominal de los puntos 1 y 2, respectivamente (7.3). La citada expresión relaciona la proporcionalidad existente entre las velocidades $v_{50,1}$ y $v_{50,2}$ con los correspondientes diámetros ϕ_1 y ϕ_2 .

$$a = \frac{v_{50,2}}{v_{50,1}} = \sqrt[3]{\frac{\phi_1^2}{\phi_2^2}} \quad (7.3)$$

De esta forma queda representada la magnitud del intervalo entre los puntos 1 y 2 que representa el margen de magnitud entre diámetros asociados a una misma potencia y a un margen de velocidad característico de la tipología del aerogenerador y del emplazamiento.

A partir del punto 1 e incrementado el correspondiente diámetro del rotor podrían ser combinadas las velocidades altas o bajas de la correspondiente plataforma. Estas nuevas zonas están representadas por las áreas con puntos de la figura 7.1, comprendidas entre los puntos 1,4,2 y 7.

Por otro lado, el paso del punto 1 al punto 3, se caracteriza por tener asociado el mismo diámetro de rotor, $\phi_1 = \phi_3$. Si se mantiene la misma tipología de aerogenerador, el punto 1 se encuentra con la máxima velocidad correspondiente, por tanto, un incremento de potencia nominal solamente podría asociarse a un incremento de altura o a un incremento del coeficiente de potencia, c_{pe} . Como se vio anteriormente, al incremento de altura sólo se recurre en situaciones específicas del emplazamiento o concretas de algunos fabricantes para compensar otros déficits, pero lo más habitual es que mantenga una relación constante dado el coste marginal asociado [181].

De tal forma que, considerando un cambio de magnitud del coeficiente de potencia, c_{pe} , debido a las alternativas tecnológicas presentes en el mercado,

se obtiene un parámetro, b , (7.4) representativo de la proporción existente entre las potencias P_1 y P_3 y entre los coeficientes $c_{pe.1}$ y $c_{pe.3}$ para una clase y un diámetro determinado. Esta posible variación del coeficiente, c_{pe} , se extiende a lo largo de la plataforma definiendo la zona de la figura 7.1, comprendida entre los puntos 1,3,6 y 4.

$$b = \frac{P_3}{P_1} = \frac{c_{pe.3}}{c_{pe.1}} \quad (7.4)$$

Por otro lado, situados en el punto 1 pudiera ser que para un mismo diámetro, ϕ_1 , se aplicará una velocidad superior al margen de la plataforma establecida, lo cual implicaría un incremento significativo de la potencia. Este suceso puede aún verse incrementado con tecnologías como Enercon que desarrollan un elevado coeficiente de potencia, c_{pe} , respecto los demás fabricantes presentes en el mercado, pudiéndose alcanzar y superar el punto 5.

Lo mismo pero en sentido inverso podría suceder a partir del punto 2 manteniendo constante el diámetro, ϕ_2 , pero disminuyendo la velocidad, cuestión que se asociaría a un salto a otra tipología distinta.

En definitiva, para una determinada tipología de aerogeneradores, se puede representar un área gráfica donde se asocian un intervalo de potencias nominales con un intervalo de magnitudes de diámetro de rotor.

Cabe destacar que al salto de una plataforma aerogeneradora a la siguiente de mayor potencia, le corresponden los valores del diámetro del punto 2, y la velocidad del punto 1, o desde otro punto de vista la relación entre potencias de las plataformas estará definido por la expresión (7.5).

$$\frac{P_4}{P_2} = a^3 \quad (7.5)$$

Por último, destacar que si en la nueva figura 7.2, donde se ha excluido el margen del coeficiente, c_{pe} , se indica el valor correspondiente de la velocidad con cada uno de los puntos indicados, se observa que la línea trazada divide la gráfica en lo que se puede considerar como zona de altos vientos y zona de bajos vientos dentro de la misma tipología presentada. Cuestión que, posteriormente, servirá para la delimitación de las áreas de estudio y donde habrá que incluir la repercusión del coeficiente de potencia.

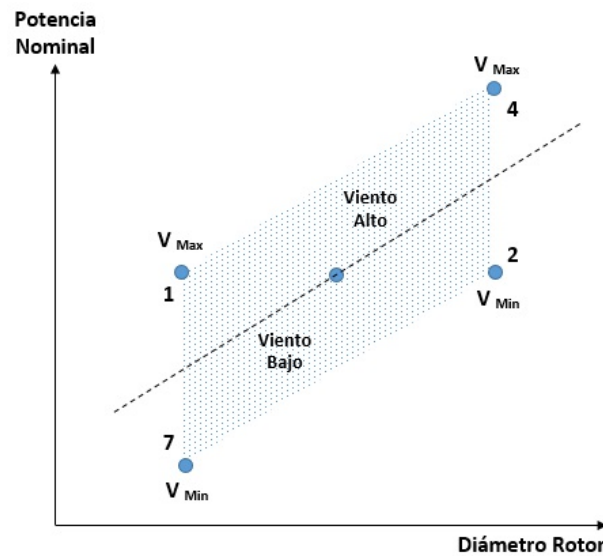


Figura 7.2: Reparto de la gráfica en función de la velocidad del recurso para el 50% de la potencia nominal.

Los principios de agrupación en plataformas presentados requieren las siguientes consideraciones:

- La variación del coeficiente, c_{pe} , cobra especial interés pues se comprueba que valores elevados de coeficiente pueden solapar regiones gráficas de distintas tipologías aerogeneradoras, cuestión que se deberá constatar con posterioridad en el gráfico de estudio correspondiente.
- Existen tecnologías que aprovechan la altura para incrementar las prestaciones del aerogenerador, lo cual, dificulta la ubicación correcta en

una determina región pues requeriría la incorporación del cuarto parámetro, la altura, con independencia de la ubicación.

- Destacar que algunas potencias nominales sugieren ciertas discrepancias a la hora del análisis de su curva de potencia. Por ejemplo, según el sistema de regulación y control del cual dispongan los aerogeneradores, blade pitch control o stall-limited control y sus variedades [72] [181], se obtienen distintas curvas de potencia, donde o bien la curva, una vez alcanzada la velocidad nominal, mantiene una potencia constante hasta la velocidad de desconexión o bien la curva describe una potencia máxima, cercana a la velocidad nominal pero, posteriormente, desciende su potencia en magnitud. De hecho, en los stall-limited control la potencia del generador instalado debe ser comparativamente alta de manera que el generador no pierda la sincronización con la red en caso de fuertes ráfagas de viento [181].

El problema radica en la adecuada designación al aerogenerador de la debida potencia nominal. Ejemplos, se encuentran en los aerogeneradores Made AE-41 y AE-61 de 600 y 1320 kW, respectivamente (figura 7.3), los cuales en un caso se presentan con la potencia nominal de 600 kW correspondiente a un valor próximo al promedio de la potencia nominal a partir del valor más alto y en el otro caso de 1320 kW, la potencia nominal corresponde al punto más elevado de la curva. Cuestiones que pueden complicar la designación adecuada de la verdadera potencia nominal cuando se realizan los cálculos para su correcta ubicación en la plataforma.

Por último, destacar que mediante la agrupación en plataformas aerogeneradoras según el diámetro del rotor presentada, es posible graficar las potencias nominales y los correspondientes diámetros de los aerogeneradores en zonas caracterizadas por unos reducidos márgenes de magnitud del coeficiente de potencia, c_{pe} , próximos al valor máximo, y por unos márgenes de magnitud de la velocidad asociada al 50% de la potencia nominal que son orientativos de la clase del aerogenerador. A continuación, se procede a la realización de dicha gráfica para el caso particular de los aerogeneradores

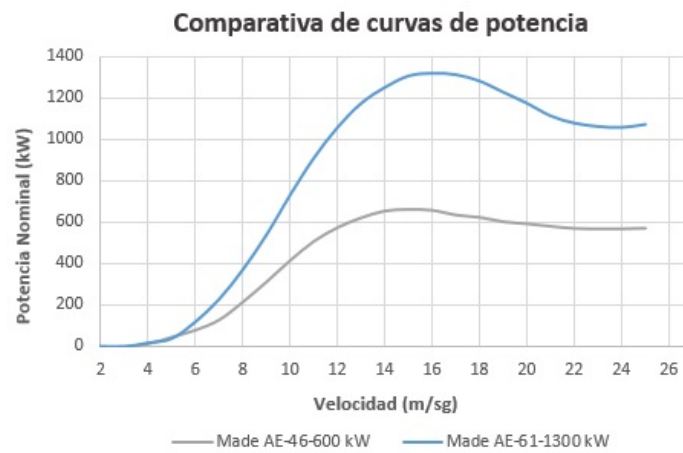


Figura 7.3: Curvas de potencia de distintos modelos de aerogeneradores.

instalados en España.

7.1.2. Plataformas aerogeneradoras instaladas en España, según diámetro del rotor.

Se observa la figura 7.4, donde se representan las potencias nominales y los correspondientes rotores de los aerogeneradores más utilizados en España hasta el día de hoy. Para su representación se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se ha excluido la potencia anómala de 1200 kW por ser un prototipo especial. Así como aerogeneradores de los cuales no se conoce con fidelidad la magnitud de su rotor.
- Inicialmente, no se representan los aerogeneradores de 4500 kW instalados para tener mejor visualización del resto de datos.

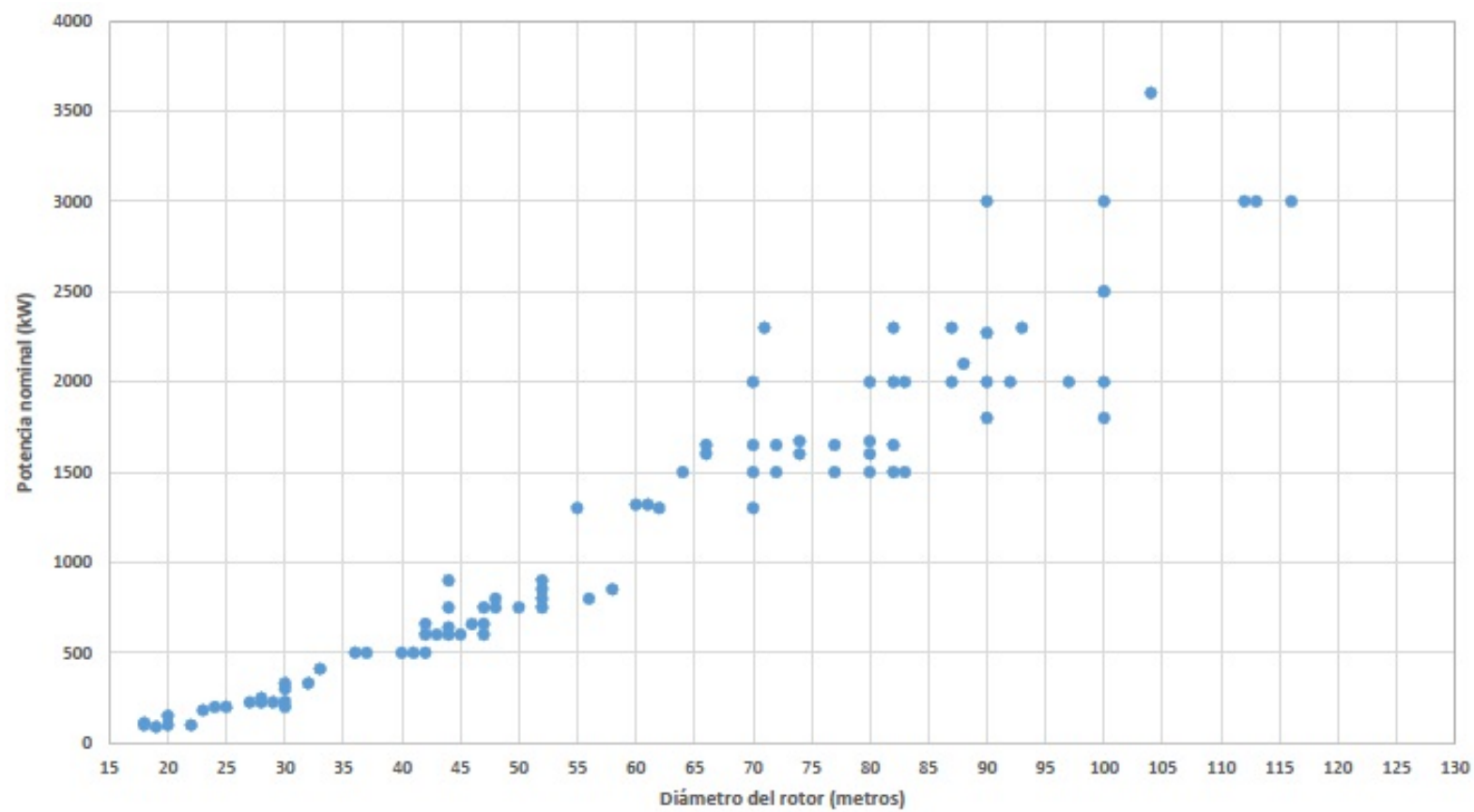


Figura 7.4: Potencia nominal y diámetro de rotor de los aerogeneradores instalados en España.

La agrupación en plataformas, según el diámetro del rotor, precisa la obtención de ciertos parámetros, definidos con anterioridad (subsección 7.1.1), que definen los ábacos característicos de cada tipología aerogeneradora en base a la velocidad del recurso.

- Según la base de datos de aerogeneradores y sus correspondientes curvas de potencia, se parte del valor promedio del coeficiente de potencia, $c_{pe} = 0,44$, con un margen del $\pm 0,02$, para los aerogeneradores instalados en España.

También se considera el coeficiente de magnitud $c_{pe} = 0,5$, para el caso de vientos muy fuertes.

De lo cual, se obtienen los valores del parámetro, b , correspondiente (cuadro 7.2).

$c_{pe,superior}$	$c_{pe,inferior}$	Parámetro, b
0,46	0,42	1,0952
0,50	0,42	1,19

Cuadro 7.2: Parámetro, b , según magnitud del coeficiente de potencia eléctrico.

- Los valores de velocidad del 50% de la potencia nominal, v_{50} , se agrupan según los límites de velocidad media establecidos según la clase correspondiente (cuadro 7.3).

	Recurso característico	Margen v_{50}	a	a^3
Zona A	Vientos fuertes	10-9,25 (m/s)	1,0811	1,2635
Zona B	Vientos medios	9,25-8 (m/s)	1,1563	1,5458
Zona C	Vientos suaves	8-7 (m/s)	0,875	0,67

Cuadro 7.3: Clasificación por zonas según la velocidad característica del recurso en el emplazamiento y parámetro, a , según margen de velocidad establecido.

De esta forma, las velocidades se agrupan mediante un salto similar al existente en las clases definidas por el estándar internacional IEC 61400-1 (subsección 7.1.1), recordando que, en ningún caso, se está considerando que la velocidad media, v_m , es la velocidad del 50% de la potencia nominal, v_{50} .

La agrupación efectuada según la velocidad de viento y mediante los márgenes propuestos proporciona una clasificación por zonas (cuadro 7.3), que si bien no es idéntica a la clasificación por clase del IEC 61400-1 [187], puede proporcionar una aproximación de la tipología del aerogenerador adecuada a una características del recurso determinadas.

A partir de los valores obtenidos se representan gráficamente las distintas combinaciones que pueden presentar los aerogeneradores según la velocidad, v_{50} , el diámetro del rotor, la potencia nominal y coeficiente de potencia eléctrico, c_{pe} , delimitadas por líneas que representan los saltos de unas características a otras.

A continuación, se realiza la gráfica (figura 7.5) incluyendo todos los aerogeneradores instalados en España según los datos presentados en la figura 7.4.

Las líneas fronterizas se han descrito a partir de unos valores iniciales del coeficiente, c_{pe} , igual a 0,42, para posteriormente, incluir los posibles márgenes correspondientes, de tal forma, se tienen:

- La línea naranja representa el límite superior de la zona A (vientos fuertes o muy fuertes).
- Las líneas verdes representan el margen establecido para los aerogeneradores de la zona B (vientos medios).
- La línea negra central que puede servir de referencia para establecer un salto entre vientos altos y bajos en la zona B. Su valor se obtiene según una $v_{50} = 8,625$ m/s.

- La línea gris representa el límite inferior de la zona C (vientos suaves).
- Las líneas amarillas que representan el margen de solapamiento entre clases establecido según el coeficiente de potencia, c_{pe} .

A partir de las gráfica (figura 7.5), se pueden establecer las siguientes observaciones:

- Cambios de potencia nominal muy frecuentes en el inicio de las curvas, estabilizándose posteriormente, al mismo tiempo que se incrementa la magnitud del potencia experimentado.
- Se visualiza la combinación entre velocidad y diámetro establecido por los distintos fabricantes para una misma potencia. Cuestión posiblemente asociada a la producción en serie de los fabricantes y a la ampliación de la variedad de tipologías de los emplazamientos de las instalaciones.
- Destacan los aerogeneradores considerados para vientos fuertes o muy fuertes sobre los demás, dada su elevada potencia para diámetros relativamente reducidos.
- Se observa el predominio de los vientos altos para los primeros aerogeneradores instalados coincidentes con el inicio de las curvas, cuestión que se ratificaría al representar solamente los aerogeneradores predominantemente instalados.

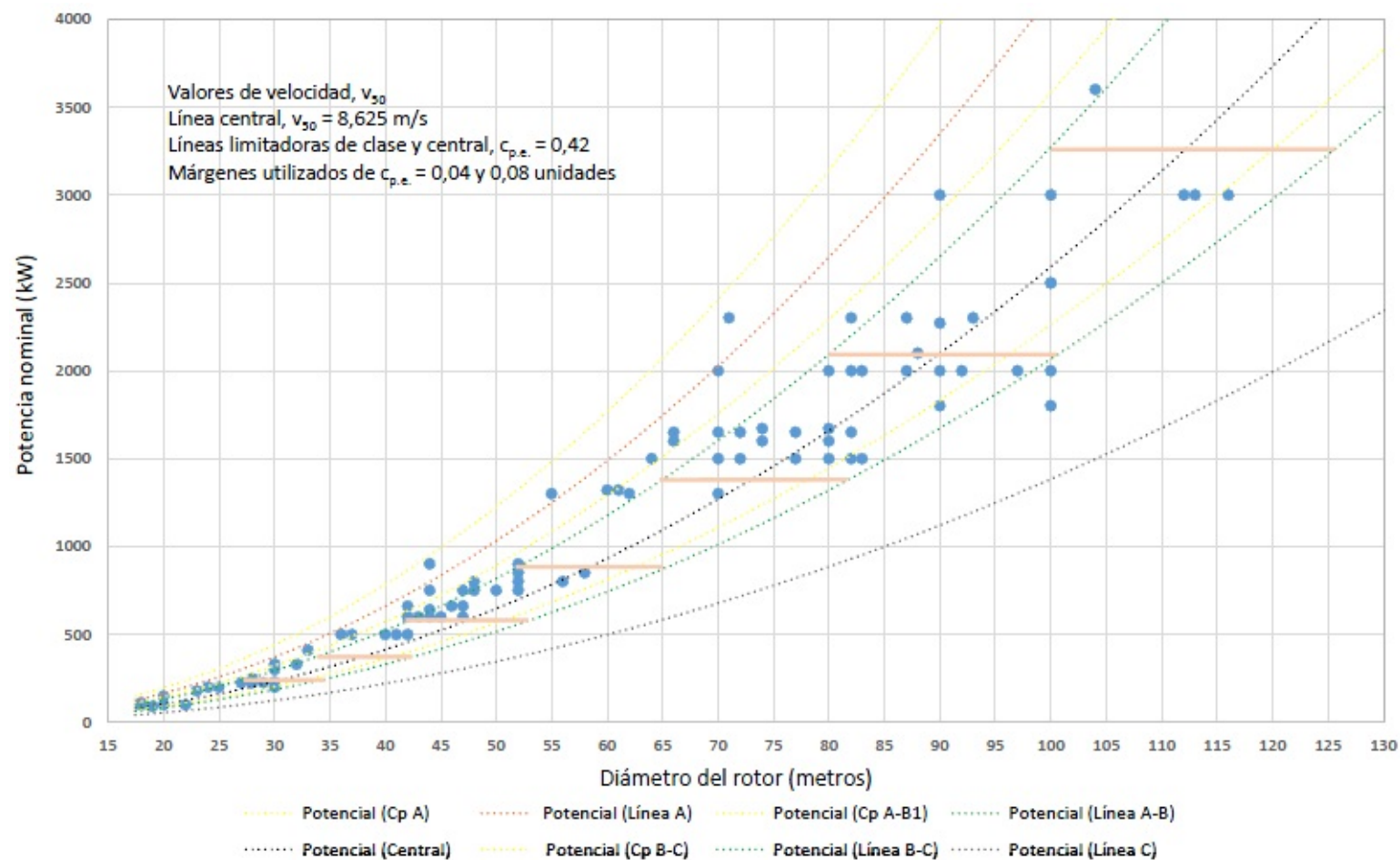


Figura 7.5: Delimitación de las posibles combinaciones potencia nominal y diámetro de rotor de los aerogeneradores instalados en España según características.

7.2. Estimación de futuras plataformas según potencia nominal

En la gráfica de la figura 7.5, se representan unas horizontales (color naranja) que se corresponden con los saltos de potencia nominal experimentados por las plataformas aerogeneradoras según los incrementos de potencia determinados por el parámetro, a (sección 7.1.1), según la expresión (7.5) y asociados al margen de diámetro correspondiente aplicado a la zona B⁶.

Para realizar las respectivas agrupaciones según la potencia nominal se parte de dichos saltos de potencia nominal establecidos por el parámetro, a , con unos márgenes superior e inferior, también, en función de la velocidad, v_{50} , correspondiente.

Los márgenes de potencia tendrán una magnitud positiva o negativa, en un tanto por ciento, dados por la igualdad (7.6).

$$\text{Margen plataforma} = \pm \{(\sqrt{a^3} - 1) \cdot 100\} \% \quad (7.6)$$

Llegados a este punto se tiene el salto correspondiente entre potencias nominales de referencia (líneas anaranjadas) y los márgenes correspondientes. Pero falta el punto de partida adecuado para concretar los valores.

Para ello se realiza una aplicación sobre los datos reales buscando la mayor aproximación, es decir, se agrupan los datos reales según las potencias nominales y según los márgenes de potencia marcados por las plataformas.

El punto de partida se consigue iterando entre las posibles plataformas y el valor promedio asociado resolviendo para la mayor aproximación obtenida.

⁶La zona B será la agrupación principal por englobar velocidades, v_{50} , predominantes en los aerogeneradores instalados en España. Posteriormente, las zonas A y C están asociadas a la potencia correspondiente.

Inicialmente, se valora un punto de partida observando los rotores asociados a las distintas potencias nominales así como las distintas potencias que abarca un determinado rotor y los posibles solapamientos existentes.

Mediante los valores promedios obtenidos de cada agrupación e identificándolos con los valores de las plataformas, se confirma y ajusta, el punto de partida de las plataformas mediante el programa “solver” de excel, para conseguir el ajuste no lineal con el mínimo valor de la suma de los errores cuadráticos. Cabe destacar que para ajustar los valores se han descartado los dos últimos valores promedio (3005 y 4500 kW), puesto que se considera que no existen los suficientes datos reales en ambos sentidos, superior e inferior, de la potencia nominal estipulada como plataforma. Los valores ajustados y confirmados se representan en el cuadro 7.4.

$P_{Plataforma}$	99	154	238	367	568	878	1357	2098	3243	5013
$P_{Promedio}$	100	163	225	327	644	821	1512	2009	3005	4500

Cuadro 7.4: Magnitudes de las plataformas estimadas según la potencia nominal y valores promedio de los aerogeneradores instalados.

Si se representan las líneas de tendencia de los valores de las plataformas aerogeneradoras propuestas y de los valores promedio de los aerogeneradores instalados en España agrupando según los márgenes establecidos por las plataformas, se obtienen las líneas representadas en la gráfica de la figura 7.6, a partir de las cuales se comentan algunas observaciones a destacar:

- La similitud de las líneas de tendencia con una destacada proximidad en aquellas zonas donde existe un número amplio de datos. Aerogeneradores hasta los 2000 kW.

Posteriormente, la línea de valores promedio de los datos reales se mantiene por debajo de la línea de las plataformas, cuestión que según se vaya incrementando la potencia nominal instalada de los aerogeneradores es previsible que se vaya corrigiendo acercándose a la línea de tendencia de las plataformas.

- La indicación por parte de la línea de tendencia de las plataformas de una tendencia de referencia hacia los valores de 3249, 5013 y 7749 kW.

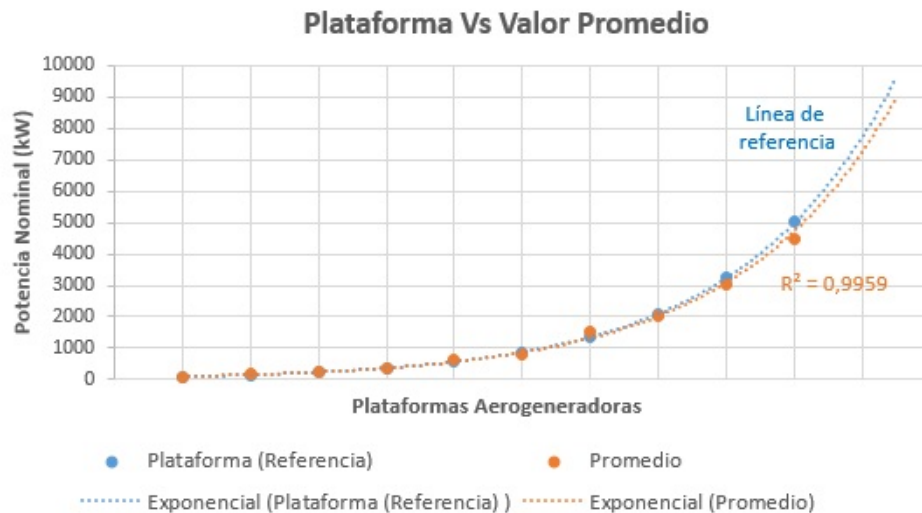


Figura 7.6: Plataformas y valores promedio de los aerogeneradores instalados.

Para concluir, se destaca que una plataforma aerogenerada agrupada según un margen determinado de potencias nominales abarca un determinado espectro de diámetros del rotor. Ahora bien, si el margen de potencia nominal correspondiente, no se limita a una zona determinada y se incluyen los valores asociados a otras velocidades, v_{50} , de magnitud superior e inferior (zonas A y C respectivamente), el margen de diámetros asociados a esas potencias nominales es amplísimo (véase en la figura 7.7), representado mediante líneas rojas, cuestión que posteriormente deberá ser tratada.

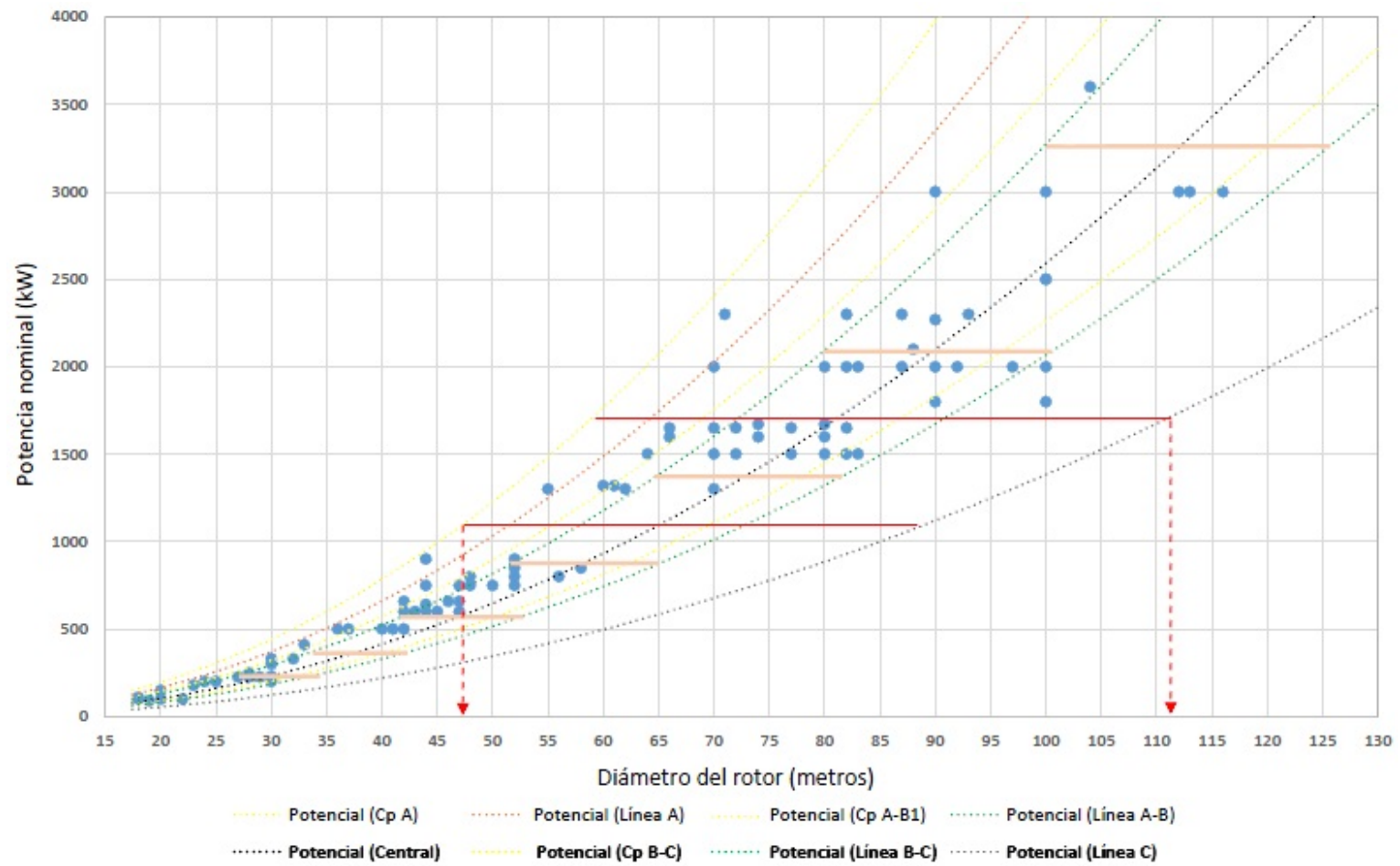


Figura 7.7: Rango de diámetros del rotor asociados a un margen establecido de potencias nominales.

7.2.1. Aplicación para la estimación de las características del futuro aerogenerador: potencia y diámetro

El objetivo de esta subsección es determinar los posibles diámetros asociados a una potencia nominal estimada en una futura repotenciación.

Se ha obtenido la estimación de las futuras plataformas según su potencia nominal. Pero se observa un amplio espectro de diámetros de rotor asociados a dicho margen de potencia (figura 7.7). Por tanto, es preciso delimitar en lo posible el área de la gráfica donde se puedan encontrar los aerogeneradores para una futura repotenciación. Una primera delimitación se realiza mediante la velocidad, v_{50} , del aerogenerador⁷ y las características tecnológicas propias.

Para estimar la potencia nominal y los diámetros asociados que con mayor probabilidad se adecúen a las características del parque eólico a repotenciar se utiliza un ábaco pixelado obtenido de la gráfica de la figura 7.5.

Inicialmente, se pixela la región del gráfico englobando las distintas posibilidades que pueden existir. En la gráfica de la figura 7.8, se ha pixelado el área correspondiente a la plataforma de 5013 kW con sus márgenes correspondientes. Las magnitudes propuestas de los píxeles son las descritas a continuación:

- Las alturas de los píxeles están asociadas a los márgenes de potencia superior e inferior de la respectiva plataforma de potencias nominales (márgenes planteados en tanto por ciento).
- Las anchuras de los píxeles están asociadas a los puntos de corte de las anteriores alturas con las líneas limitadoras de las respectivas zonas y también, la línea de los márgenes del coeficiente de potencia, c_{pe} , para la zona A.

⁷Tal y como se ha expuesto anteriormente la velocidad, v_{50} , del aerogenerador está íntimamente relacionada con las características del recurso del emplazamiento para las cuales es apto dicho aerogenerador.

Se destaca que estas anchuras coinciden aproximadamente con las mitades de las anchuras longitudinales de los márgenes de diámetro asociados a las agrupaciones realizadas según los márgenes de diámetro del rotor.

De esta forma, cada pixel está asociado a una agrupación de potencia nominal y a una agrupación de diámetro del rotor, correlacionadas entre sí.

En la figura 7.8, se observa que si un aerogenerador pertenece, por ejemplo, a la zona B, su ubicación gráfica se puede encontrar en los píxeles II, III, IV, V, VIII, IX, X y XI. Ahora bien, se observa, que la probabilidad de ubicación gráfica de unos píxeles a otros, varía según el área involucrada. Por otro lado, se conoce que las distintas zonas de la gráfica están caracterizadas por valores característicos de velocidad, v_{50} y de la tecnología utilizada, c_{pe} . Por tanto, a partir de ahora, el área delimitada por unas características concretas se procede a identificar como, A_t .

Posteriormente, se utilizan los píxeles coincidentes con el área A_t . El área común de cada pixel con el área A_t , se identifica como, $A_{p,i}$. La relación entre cada área, $A_{p,i}$ y A_t , se utiliza para valorar la probabilidad de que los aerogeneradores se encuentren identificados con las características correspondientes al área, $A_{p,i}$ y al pixel asociado. La potencia nominal y el diámetro del rotor se consideran mediante los valores promedio del área de pixel asociada, $A_{p,i}$.

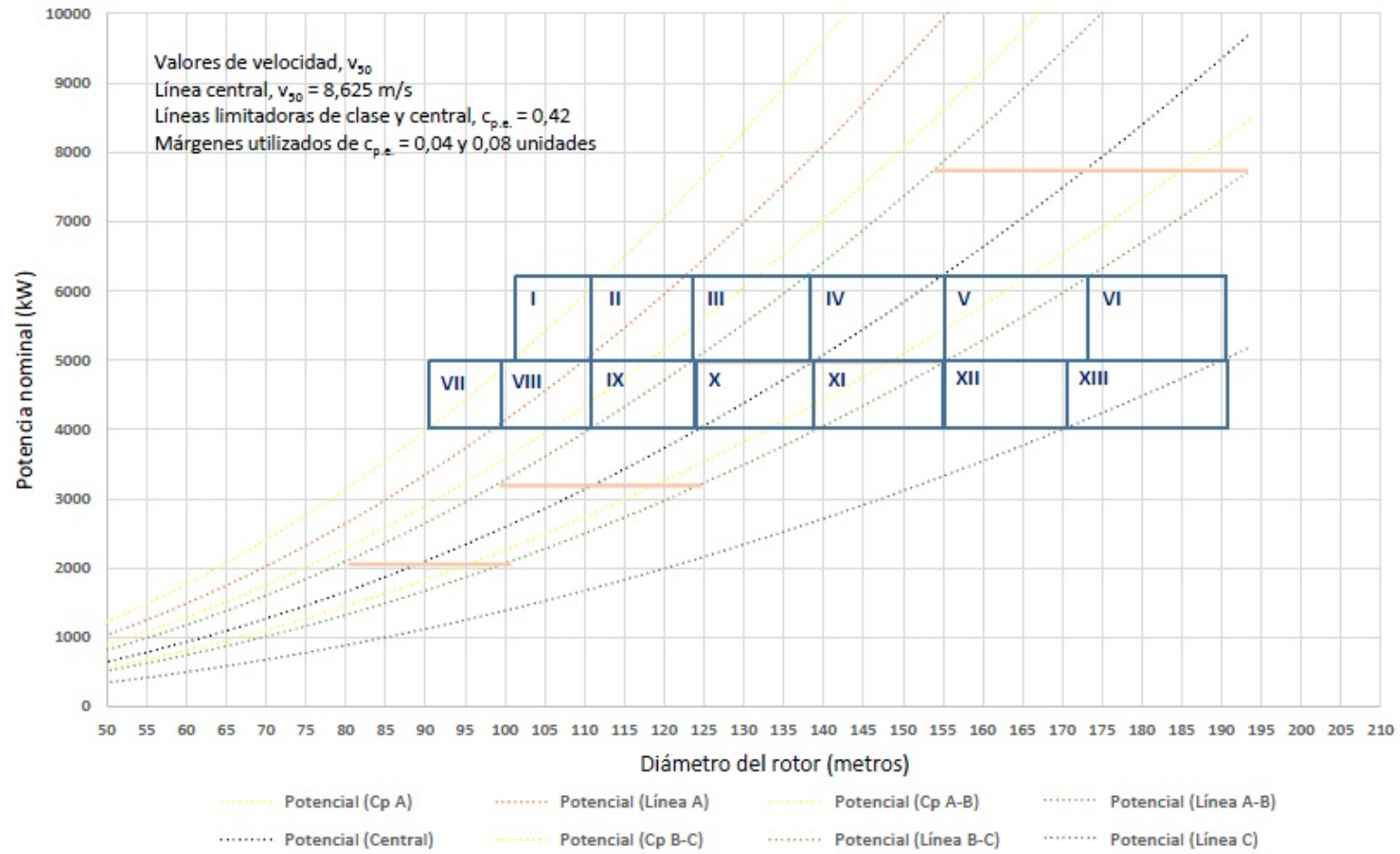


Figura 7.8: Pixelado del área gráfica asociada a la plataforma aerogeneradora de 5013 kW.

Siguiendo estas pautas de trabajo, la forma de proceder para estimar las posibilidades de un futuro aerogenerador cuando se proceda a la repotenciación del parque eólico, es la siguiente:

1. Inicialmente, se supone conocida la plataforma predominante en el mercado en el momento de la repotenciación y se representa su correspondiente pixelado.
2. Se analiza la curva de potencia del aerogenerador a sustituir obteniendo la velocidad asociada al 50% de la potencia nominal, v_{50} y el coeficiente de potencia, c_{pe} , correspondiente.
3. Se contabiliza la variación de potencia asociada a la desviación de la magnitud del coeficiente de potencia eléctrico, c_{pe} , respecto el valor de referencia, $c_{pe} = 0,42$, que se ha utilizado en la construcción de la gráfica.
4. Se traza la línea que representa los posibles valores de potencia y diámetro del rotor asociados a la velocidad, v_{50} , del aerogenerador a sustituir y al coeficiente de potencia, c_{pe} , de referencia.

Esta será la línea fronteriza que marque el límite derecho de la posible zona de ubicación gráfica, A_t , puesto que se considera trabajar por encima de los valores que representa dicha línea.

5. A continuación se debe obtener el aumento de la altura en el cambio de las dimensiones de los aerogeneradores.

Utilizando las regresiones obtenidas de la base de datos, tipo a las enmarcadas en el cuadro 6.7, que relacionan el diámetro y la altura del aerogenerador, se calculan las alturas de los futuros aerogeneradores.

Para ello se determinan las alturas de los diámetros correspondientes a los dos puntos de corte extremos de la línea que delimita el límite inferior del área, A_t , con los límites inferior y superior del rango de potencia de la plataforma tratada.

6. La repercusión de la altura en el cambio de velocidad y consecuentemente, en la potencia nominal, se calcula mediante una aplicación de la expresión (3.3) en la expresión (7.7), donde se supone un funcionamiento en la capa superficial o capa logarítmica.

Mediante la expresión (7.7), se determina el incremento de la velocidad con la altura y el correspondiente incremento de la potencia nominal.

$$\Delta P_{n,altura} = \frac{P_n}{P_{n,i}} = \left(\frac{v_z}{v_{z_i}} \right)^3 = \left(\frac{\ln \left(\frac{z}{z_0} \right)}{\ln \left(\frac{z_i}{z_0} \right)} \right)^3 \quad (7.7)$$

P_n = Potencia nominal del aerogenerador para repotenciar

$P_{n,i}$ = Potencia nominal del aerogenerador instalado

v_z = Velocidad v_{50} aerogenerador para repotenciar

v_{z_i} = Velocidad v_{50} aerogenerador instalado

z = Altura del aerogenerador para repotenciar

z_i = Altura del aerogenerador instalado

z_0 = Rugosidad del terreno

Se debe destacar que no se estiman incrementos de velocidad superiores a un incremento que supusiera salir del límite máximo de clasificación propuesta de 10 m/s.

7. El incremento de velocidad debido a la altura y el margen del coeficiente de potencia, c_{pe} , definen el límite izquierdo del área, A_t .

Por tanto, con los límites derecho e izquierdo calculados y los márgenes inferior y superior de la plataforma según potencias nominales, se obtiene la delimitación del área, A_t , de posible ubicación gráfica del futuro aerogenerador.

Dicho área, A_t , se encuentra comprendido entre distintos píxeles, lo cual aporta el área, $A_{p,i}$, correspondiente a cada pixel.

8. Conocidos los píxeles involucrados y relacionando el área comprendida, $A_{p,i}$, de cada uno de ellos respecto al área total de la posible ubicación gráfica, A_t , se pueden obtener los siguientes datos:

- La potencia media asociada al área de cada pixel, $A_{p,i}$, y por ende, el correspondiente diámetro medio.
- La probabilidad de que los aerogeneradores de una determinada potencia nominal y de un determinado diámetro del rotor, ocupen el área de ubicación gráfica, A_t . Lo cual aportará una probabilidad en su selección.

La probabilidad se establece según la relación entre las áreas de cada pixel, $A_{p,i}$, respecto la total, A_t .

7.2.2. Caso práctico de estudio para una futura repotenciación

Para el caso práctico de estudio se plantea la repotenciación de un parque que tiene instalados 40 aerogeneradores de la marca Gamesa, modelo G58-850 kW de 55 metros de altura. El parque eólico tiene una rugosidad del terreno de valor $z_0 = 0,1 (m)$ según *UNE-EN-61400-1*.

Las pautas para estimar las posibilidades de un futuro aerogenerador cuando se proceda a la repotenciación del parque eólico, son las siguientes:

1. Se supone que la plataforma predominante en el mercado en el momento de la repotenciación será la plataforma de 5013 kW, similar a la de la figura 7.8.
2. La curva de potencia del aerogenerador G58-850 kW y el correspondiente coeficiente de potencia, c_{pe} , se muestran en la figura 7.9. Obteniendo los siguientes valores: $V_{50} = 8,48 \text{ m/s}$ y $c_{pe} = 0,43$
3. La relación entre los coeficientes de potencia aporta una reducción de potencia nominal de 20 kW.

$$P_n \cdot \frac{c_{pe.ref}}{c_{pe}} = 850 \text{ kW} \cdot \frac{0,42}{0,43} = 830 \text{ kW}.$$

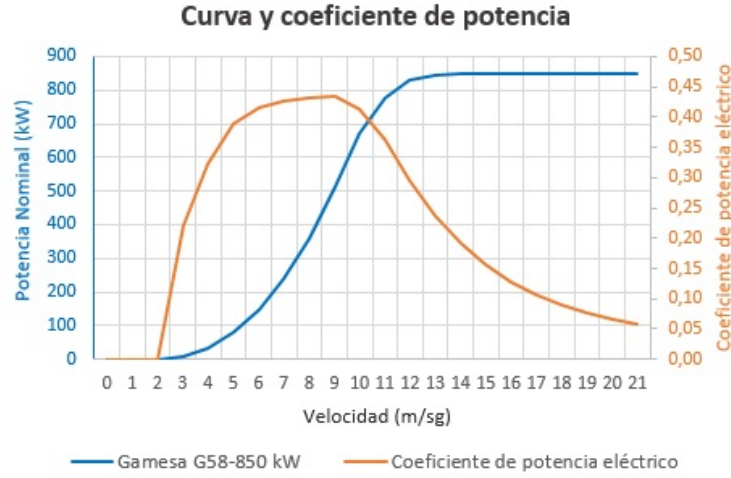


Figura 7.9: Curva de potencia y coeficiente de potencia del aerogenerador Gamesa G58-850 kW.

4. Se traza la línea correspondiente a distintas combinaciones entre potencia nominal y diámetro manteniendo una velocidad, $v_{50} = 8,48 \text{ m/s}$ y un coeficiente de potencia eléctrico, $c_{pe} = 0,42$. Esta línea es el límite derecho del área, A_t , representado en la figura 7.10.
5. Los diámetros del rotor asociados a los puntos de corte con los márgenes inferior y superior de potencia de la plataforma de 5013 kW son 129 y 159 metros respectivamente.

Mediante las regresiones del cuadro 6.7, a estos diámetros les corresponde una altura de 114,1 y 140,5 metros respectivamente.

6. Mediante la expresión (7.7), se obtienen los valores de $\Delta P_{n, altura}$ de 1,389 y de 1,516 para las respectivas alturas.

Se comprueba que en ningún caso se supera el límite establecido en 10 (m/s) al que le correspondería un valor de:

$$\left(\frac{v_{50, max}}{v_{50}} \right)^3 = \left(\frac{10}{8,48} \right)^3 = 1,64$$

7. El margen establecido de incremento del coeficiente, c_{pe} , es de valor 9,5%.

Considerando la posibilidad de alcanzar un coeficiente máximo, $c_{pe,max} = 0,5$, se aplica un margen adicional del 9%.

Los puntos obtenidos son los presentados en el cuadro 7.5, los cuales se unirán mediante dos líneas rectas pues la aproximación lineal obtenida calculando puntos intermedios resulta con un valor cuadrático de $R^2 = 0,998$.

ϕ	$\Delta P_{n,altura}$	Δc_{pe}	$P_{n,1}$	$\Delta c_{pe,max}$	$P_{n,2}$
129 m	1,52	1,095	6129 kW	1,09	6680 kW
159 m	1,64	1,095	10222 kW	1,09	11142 kW

Cuadro 7.5: Valores calculados para trazar las líneas superiores del posible área de ubicación gráfica.

Uniendo los puntos correspondientes a los valores $P_{n,1}$, por un lado y los puntos $P_{n,2}$, por otro lado, se obtienen los límites izquierdos del área A_t (figura 7.10) siendo la línea roja de trazos la correspondiente a los posibles valores más altos del coeficiente, c_{pe} .

- Por último, se representan en el cuadro 7.6, los valores medios relacionados con el área de cada pixel involucrado⁸ con el área, A_t , definido por las líneas rojas continuas, recordando que existe un margen donde está ubicado el elevado valor del coeficiente, $c_{pe} = 0,5$.

	$A_{p,III}$	$A_{p,IV}$	$A_{p,IX}$	$A_{p,X}$
P_m (kW)	5.588	5.762	4.478	4.651
ϕ_m (m)	132	146	121	131
$\frac{A_{p,i}}{A_t}$ (%)	31,0	30,4	14,5	21,2

Cuadro 7.6: Valores obtenidos según las áreas de los correspondientes píxeles.

⁸Se destaca que realizando una previa observación de la gráfica se descarta el cálculo de los píxeles II, V y XI.

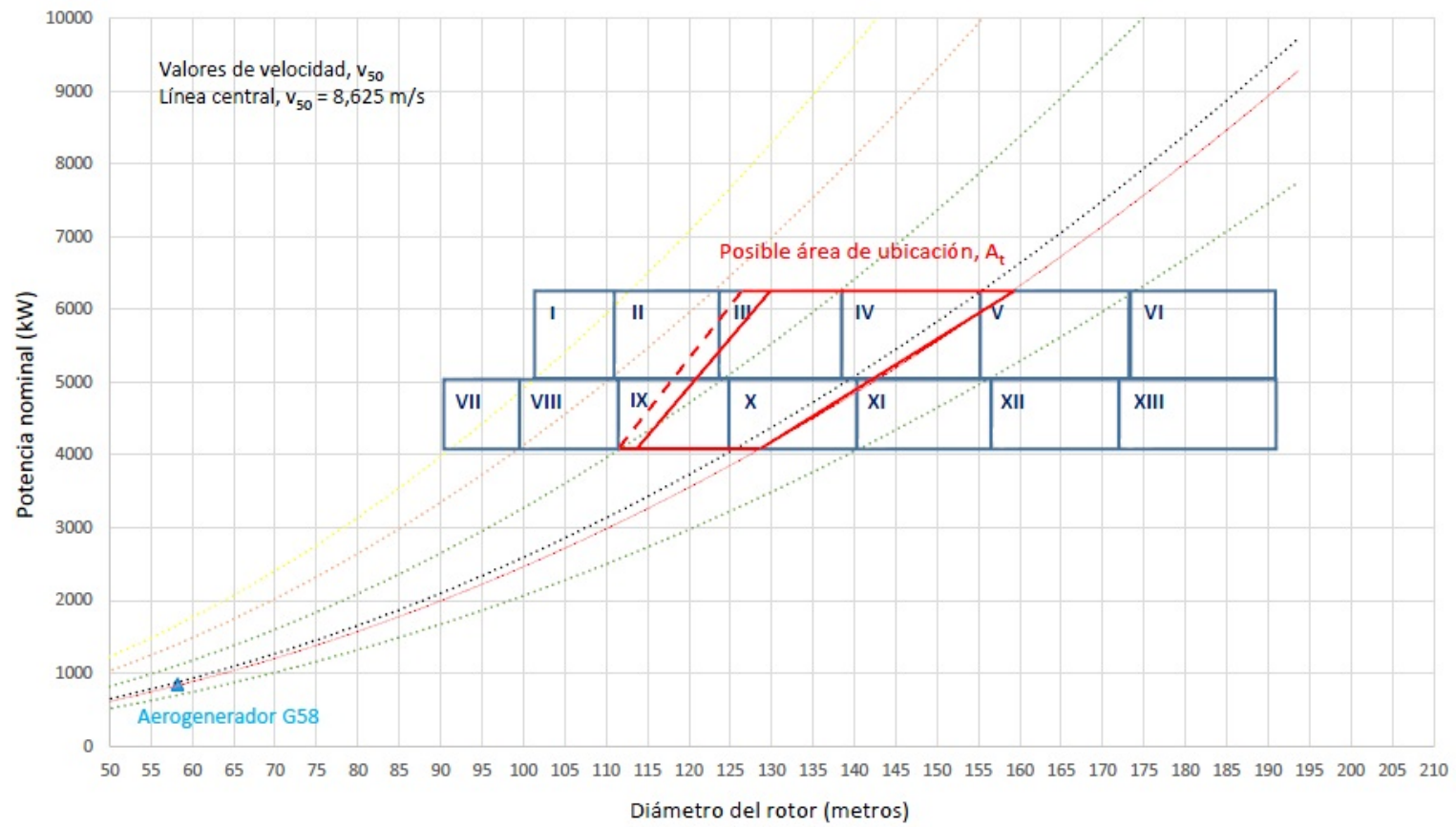


Figura 7.10: Área de ubicación gráfica de los posibles aerogeneradores para realizar una futura repotenciación.

Con el cuadro 7.6, obtenido se puede observar que se tiene más de un 50% de probabilidades de que el diámetro del rotor seleccionado para el emplazamiento presentado de la plataforma según potencia estudiada sea del orden de 131-132 (± 5) metros.

7.2.3. Aplicación del planteamiento normativo propuesto al caso práctico de estudio para una futura repotenciación

Es necesario desarrollar el mantenimiento de las directrices constructivas planteadas en la sección 6.4, para que el parque eólico repotenciado sea eficiente energéticamente y además, social y medioambientalmente sostenible. Para ello se recuerdan unas premisas establecidas:

- Existe un número mínimo de aerogeneradores según la potencia total instalada del parque eólico.
- Se deben mantener unas distancias de separación entre torres aerogeneradoras que mantengan un rendimiento eficiente del parque eólico.
- Se debe mantener una magnitud de la periferia del parque eólico para salvaguardar las distancias de seguridad y la distancia de proximidad desde el aerogenerador al observador en la dirección predominante del viento, magnitud establecida en 10 alturas del aerogenerador.

Es decir, además de mantener el número mínimo de aerogeneradores establecido en la normativa propuesta, al incrementar las dimensiones del aerogenerador hay que considerar que para la misma superficie inicial del parque se sigan manteniendo las distancias adecuadas de separación entre torres aerogeneradoras y al mismo tiempo, las distancias recomendadas del área de la periferia.

A continuación, se van a presentar los distintos resultados obtenidos si se hubieran concretado estas condiciones normativas en el caso práctico desarrollado en la subsección 7.2.2.

Para ello, inicialmente, se supone que el parque eólico inicial dispone de la superficie de terreno precisa para cumplir con los requisitos normativos de distancias del área de proximidad y además, guarda las distancias entre aerogeneradores necesarias para asegurar la eficiencia productiva del parque eólico (9 rotores en la dirección predominante y 5 en la transversal). Por otro lado, el parque está compuesto de 40 torres con una disposición rectangular de 5 filas y 8 columnas. Además, se va a proceder a aplicar una repotenciación con el incremento del 40% de la potencia total instalada del parque eólico, utilizando la plataforma de 5013 kW.

Teniendo presente que el número de torres aerogeneradoras preciso sería entre 8-12, se comprueba la superación del límite mínimo establecido en 5 unidades.

Si se aplica al parque eólico supuestamente repotenciado la mínima magnitud de distancia de separación establecida entre torres aerogeneradoras de 7 rotores en la dirección predominante y 3 en la transversal, se obtienen unos diámetros de rotor factibles de 116 y 129 metros para el margen de potencia inferior y superior respectivamente (figura 7.11). Cuestión que reduce ampliamente el margen de posibilidades puesto que los rotores de mayor magnitud no cubican en el citado parque eólico guardando las distancias precisas.

Ahora bien, al haber integrado la altura dentro de las magnitudes del área de proximidad, puede observarse que al reducir la altura un 20% podría alcanzarse unos diámetros de 122 y 136 metros, abriéndose un abanico de posibilidades de combinaciones entre la altura y el diámetro del rotor. En el cuadro 7.7, se presentan los nuevos valores obtenidos según las características descritas del emplazamiento y el planteamiento normativo propuesto.

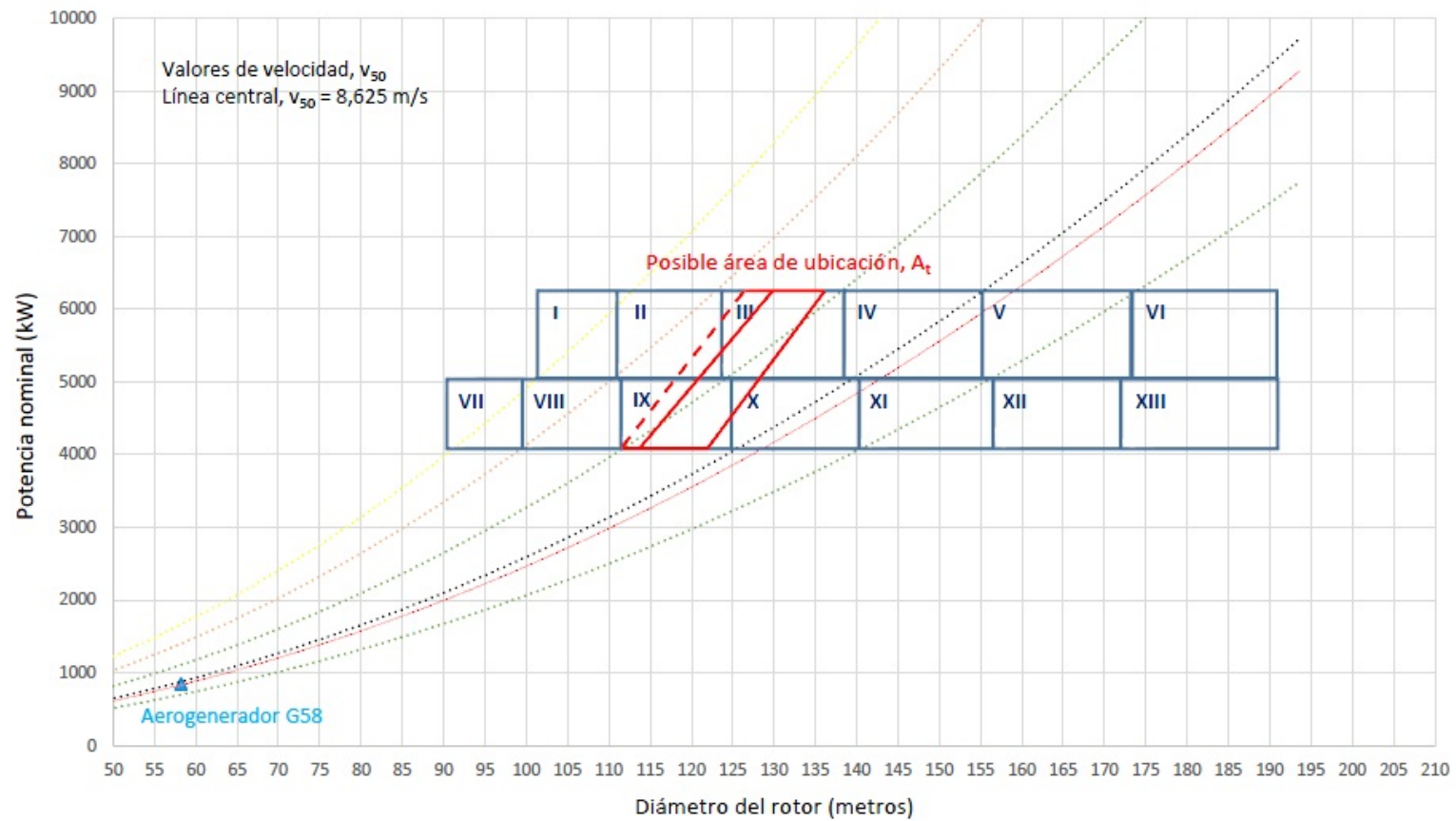


Figura 7.11: Área de ubicación gráfica de los posibles aerogeneradores para realizar una futura repotenciación según particularidades del parque eólico, el emplazamiento y la propuesta normativa.

	$\mathbf{A}_{p,II}$	$\mathbf{A}_{p,III}$	$\mathbf{A}_{p,IX}$	$\mathbf{A}_{p,X}$
$\mathbf{P}_m$ (kW)	5.099	5.588	4.439	4.803
ϕ_m (m)	123	129	121	126
$\frac{A_{p,i}}{A_t}$ (%)	3,4	48,7	42,2	5,2

Cuadro 7.7: Valores obtenidos según la aplicación del planteamiento normativo.

Cabe destacar, que la extensión y respectiva disposición del parque eólico inicial puede incidir significativamente en los resultados, lo cual, representa que para cada parque eólico se precisa un estudio particular de delimitación de posible área de ubicación gráfica, A_t .

Del mismo modo, la porción de área definida por los valores elevados del coeficiente de potencia eléctrico, c_{pe} , cobra mayor relevancia, precisando una reconsideración en la inclusión de dicho área en los cálculos desarrollados u otra posible consideración desarrollada independientemente.

Resumiendo, en la subsección anterior 7.2.2, se establecen unas probabilidades y valores de los posibles aerogeneradores que puedan utilizarse en una futura repotenciación para unas características inherentes al aerogenerador y a la velocidad del recurso. Posteriormente, en los cálculos desarrollados, se incluyen una especificaciones de extensión propias del emplazamiento y del cumplimiento del planteamiento normativo propuesto.

7.3. Distribuciones de frecuencias anuales de las plataformas según potencia nominal

Los aerogeneradores instalados en España y agrupados de acuerdo a las correspondientes plataformas según la potencia nominal valoradas en la sección 7.2, se representan en la gráfica de la figura 7.12. De dicha gráfica cabe destacar los siguientes comentarios:

- Para cada plataforma se aporta la potencia nominal y el valor promedio de los aerogeneradores instalados y pertenecientes a la citada plataforma según el correspondiente margen de potencia.
- Se representa el número de aerogeneradores correspondiente a cada plataforma en tanto por ciento respecto del total de los instalados por año presentados con anterioridad (figura 6.3).
- Se incluye una última columna representando la evolución temporal de la relevancia de cada una de las agrupaciones o plataformas en el mercado español según el tanto por ciento de las unidades aportadas anualmente respecto del total de las instaladas.
- Por otro lado, se indican en azul, las plataformas mayormente instaladas en cada uno de los correspondientes años, es decir, las “modas” estadísticas.
- Se incluye una última fila, que representa las curvas de distribución de frecuencias de las plataformas por año, es decir, el predominio de las plataformas, presentes cada año, según el tanto por ciento de las unidades aportadas respecto del total de las instaladas. Siendo el punto culminante de las citadas curvas la moda del correspondiente año.

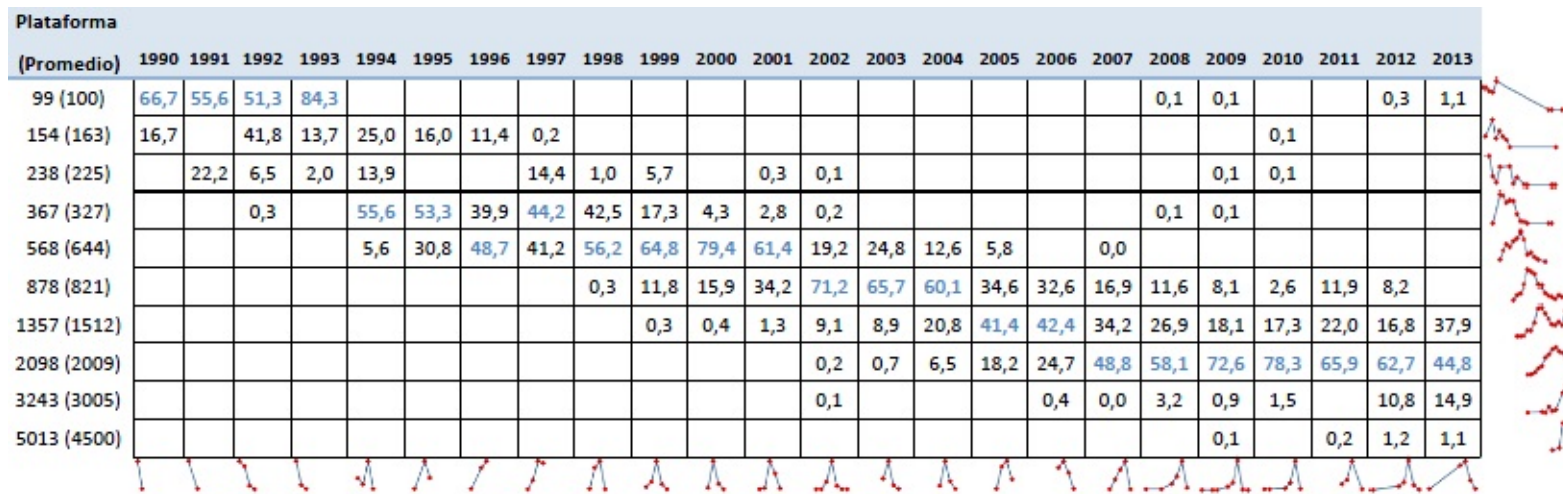


Figura 7.12: Aerogeneradores instalados en España y agrupados de acuerdo a las correspondientes plataformas según la potencia nominal (Eje y = Potencia, kW).

Realizados los anteriores comentarios sobre la figura 7.12, se destacan las siguientes observaciones:

- Respecto las curvas de evolución del predominio en el mercado eólico de cada una de las plataformas realizadas según potencia nominal (minigráficos representados en la última columna) cabe destacar:
 - Las primeras plataformas empiezan con valores excesivamente altos de densidad o relevancia en el mercado y ciclos de vida relativamente reducidos.

Los valores excesivamente altos de predominio en el mercado están originados por el reducido número de parques eólicos y aerogeneradores instalados durante el inicio de la tecnología eólica en España (figura 7.13), cuestión que todavía se incrementaba más cuando la mayor parte de los aerogeneradores se concentraba en un único parque eólico.



Figura 7.13: Número de parques eólicos y aerogeneradores instalados en España anualmente.

Los ciclos de vida reducidos de las primeras plataformas están estrechamente relacionados con los rápidos saltos de plataformas

aerogeneradoras que se experimentan para reducidas potencias nominales (sección 7.2).

- Posteriormente se observa que las curvas adquieren cierta similitud en forma: partiendo de valores bajos de instalación, relacionados con su inicio en el mercado y al mismo tiempo, amplían el ciclo de vida correspondiente.
 - El número de curvas totalmente definidas es reducido, puesto que los últimos años, a partir de 2009 al entrar en el periodo definido como “turning point” (sección 6.3), los valores experimentados sufren posibles alteraciones.
- Respecto las curvas de distribución de frecuencia anual de las plataformas (minigráficos representados en la última fila) también representadas en la figura 7.14, se realizan las siguientes observaciones:

Curvas de distribución de frecuencias anuales de las plataformas

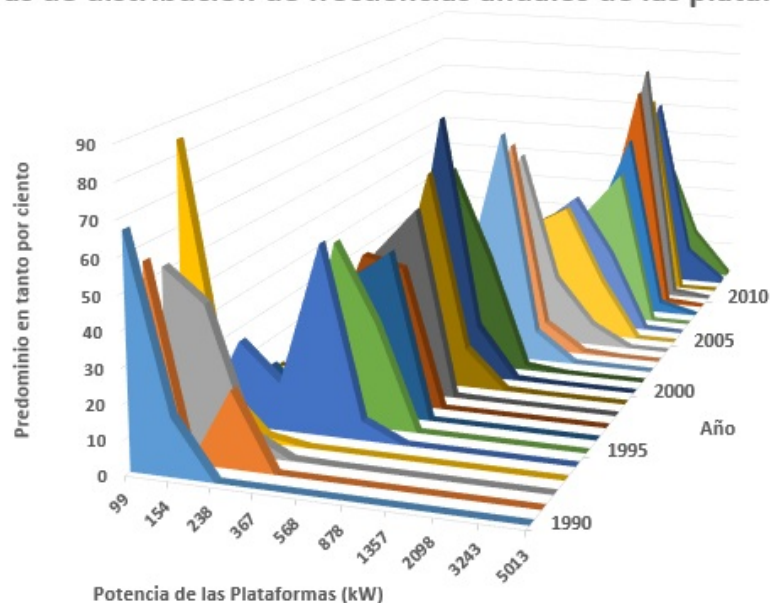


Figura 7.14: Curvas de distribución de frecuencias anuales de las plataformas.

- Durante los primeros años presentados, también se observan unas distribuciones con valores iniciales excesivamente altos de predo-

minio en el mercado. Cuestión que se encuentra en consonancia con lo expuesto anteriormente para los primeros años presentados, principalmente para 1990 y 1991. Pero además, también es debido a la coincidencia con la primera plataforma considerada de 99 kW.

- Posteriormente, también se observa cierta similitud en la tendencia y forma de las curvas representadas.
- El número de curvas de distribución de frecuencias totalmente definidas es amplio en comparación con las curvas presentadas de la evolución en la instalación de cada una de las plataformas.

Por tanto, las observaciones realizadas indican que lo más interesante para realizar una estimación de la evolución de las plataformas y su predominio del mercado, es realizar un estudio de la serie temporal de las curvas de distribución de frecuencias anuales durante un periodo de tiempo debidamente acotado que salve las irregularidades de los primeros y de los últimos años presentados.

7.3.1. Estimación de las distribuciones de frecuencia e histogramas

La trayectoria evolutiva de las respectivas plataformas aerogeneradoras y la importancia de la variabilidad anual en su utilización fundamenta, en consonancia con Arroyo J. (2008), la utilización de las series temporales donde cada observación sea descrita mediante un rango de los valores observados correspondiente a una distribución de frecuencias, frente a otros autores que presentan la predicción mediante intervalos, lo cual, simplemente acota la predicción realizada pero no informa sobre la parte del intervalo más probable.

En la figura 7.15 se muestra una aproximación realizada por Arroyo J. (2008), mediante las curvas de distribución de frecuencias respecto unas distribuciones de observaciones.

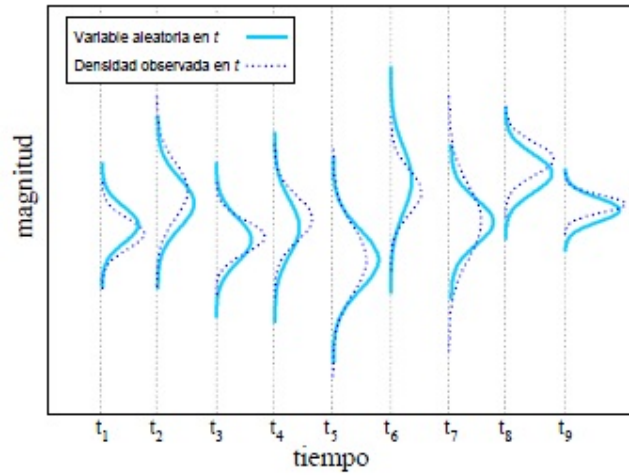


Figura 7.15: Curvas de distribución de frecuencias anuales, variable aleatoria y datos observados, fuente [189].

Por tanto, se dispone de una serie temporal simbólica de distribuciones de frecuencia que sirve de complemento auxiliar a la serie temporal clásica, una observación por año, para estimar las potencias nominales y su respectiva frecuencia en los años sucesivos. Es decir, mediante el estudio de la serie temporal simbólica para cada año venidero, se pueden estimar las plataformas aerogeneradoras utilizadas y su predominio o relevancia en el mercado.

Lo cual, permite la elaboración de distintas estrategias de planificación para la futura repotenciación según las estimaciones obtenidas.

Por tanto, el procedimiento operativo que se presenta será el siguiente:

1. Inicialmente se tiene la curva S sigmoidea de los valores, tanto observados como estimados, de la potencia media instalada.
2. Seleccionar un periodo de tiempo de observaciones adecuado para el estudio a realizar.
3. Al no ser lineal la magnitud de los saltos de las plataformas, se debe realizar un cambio de variable en el eje de abscisas para poder trabajar

con histogramas de igual amplitud.

4. Con los valores anuales observados del periodo de tiempo seleccionado se ajustan las variaciones al modelo matemático que aporte mayor ajuste mediante programa, Matlab o RStudio (software libre).

Obteniendo los correspondientes valores estadísticos de la media y de la desviación típica para los años del periodo observado.

5. Posteriormente, se estima la evolución de las curvas y sus correspondientes histogramas para los años posteriores al periodo observado, con la correspondiente evolución de los estadísticos de dispersión.

Cabe destacar que al ser la curva S de la potencia media instalada la curva de referencia del estudio, los valores medios para estimar las curvas de distribuciones de frecuencia anuales se toman a partir de dicha curva logística de referencia. Decisión adoptada puesto que en los análisis anuales no se parte de los primeros años, cuestión importante a la hora de realizar un análisis de la evolución del ciclo de vida.

Llegados a este punto se tienen los histogramas estimados de cada sucesivo año, en tanto por ciento, sobre el número de aerogeneradores instalados.

6. Se valoran los datos obtenidos mediante el procedimiento utilizado.

7.3.2. Caso práctico de estudio: Estimación de los aerogeneradores predominantes en el mercado eólico español

Para estudiar la evolución de los histogramas en el tiempo, aplicados al caso particular de España, se disponen de los siguientes datos: la curva S de la potencia media nominal instalada (figura 6.7), el número de aerogeneradores instalados de cada plataforma y las potencias nominales discretizadas según la plataforma correspondiente (figura 7.12).

El desarrollo del procedimiento operativo expuesto en la subsección 7.3.1 y los resultados obtenidos se describen a continuación, destacando los puntos más importantes. Cabe destacar, que la gran parte de los datos obtenidos se presentan en el apéndice D.

1. Se parte de la curva sigmoidea de la potencia media instalada en España (figura 6.7) y de sus valores analíticos (cuadro 6.2).
2. Según las curvas observadas en la figura 7.12, los datos de la figura 7.13 y lo tratado en los capítulos 2 y 6, el periodo de tiempo adecuado para el estudio se considera entre los años 1992 y 2009.

Cabe destacar que al considerar el último año del periodo el 2009, considerado como punto de inflexión (sección 6.3), los posteriores años estimados dependerán del valor del periodo “turning point”. Por lo tanto, y ante el desconocimiento de la duración de dicho periodo, los años posteriores al 2009, se considerarán como el año correspondiente más la duración del periodo “turning point”, identificado a partir de ahora como, t_{tp} , y de esta forma, valorar el proceso natural de la curva S sigmoidea para, posteriormente, desplazarla según corresponda (figura 6.7).

Es decir, la estimación se realiza sin considerar el periodo, t_{tp} , a partir del año 2009. A partir de ahí, se suma a cada año estimado la duración de dicho periodo y de esta forma, se hace el correspondiente desplazamiento en el tiempo.

3. La ecuación para realizar el cambio de variable en el eje de abscisas se representa en la expresión (7.8) y los datos obtenidos, aparecen en el cuadro 7.8. La obtención con los valores obtenidos y su error se describen en el (apéndice D).

$$P'_i = -95,624 + 22,9621 \cdot \ln(P_i) \quad (7.8)$$

P_i = Potencia de la plataforma i

P'_i = Nuevo valor de la potencia de la plataforma i

P_i	99	154	238	367	568	878	1357	2098	3243	5013	7749
P'_i	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110

Cuadro 7.8: Nuevos valores obtenidos de la variable potencia de la plataforma.

- La comparativa de distintos modelos matemáticos de densidad (se presenta el año 2004 en la figura 7.16), ofrece que el modelo con mejor ajuste a las curvas de distribución anuales de los datos observados es el modelo logístico, expresión (7.9).

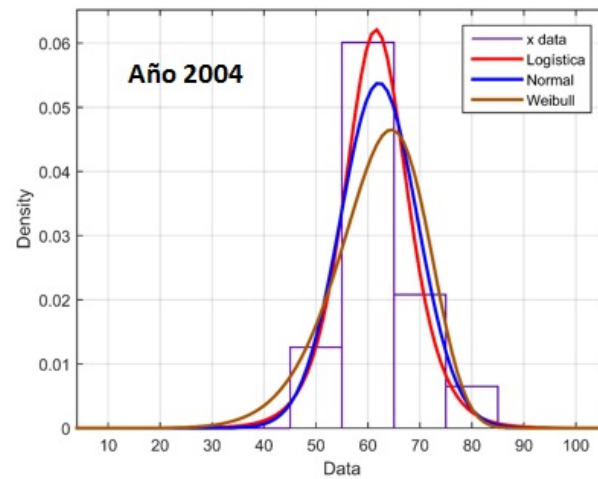


Figura 7.16: Comparativa de los resultados aportados por distintos modelos matemáticos de densidad.

$$f(x|\mu, \sigma) = \frac{\exp\left\{\frac{x-\mu}{\sigma}\right\}}{\sigma \left(1 + \exp\left\{\frac{x-\mu}{\sigma}\right\}\right)^2} \quad (7.9)$$

$$-\infty < x < \infty$$

Los correspondientes valores de la media y la desviación típica para los años del periodo observado se presentan en el cuadro D.1.

5. En función del valor de la potencia media estimada de la curva sigmoidea 6.3 y de la desviación típica y su evolución, se obtienen las curvas y sus correspondientes histogramas para los años posteriores al periodo observado (apéndice D).

En dicha evolución de estadísticos se ha continuado con la evolución de la desviación típica, sin realizar posibles suavizados (figura 7.17), encontrada en el periodo observado (1992-2009).

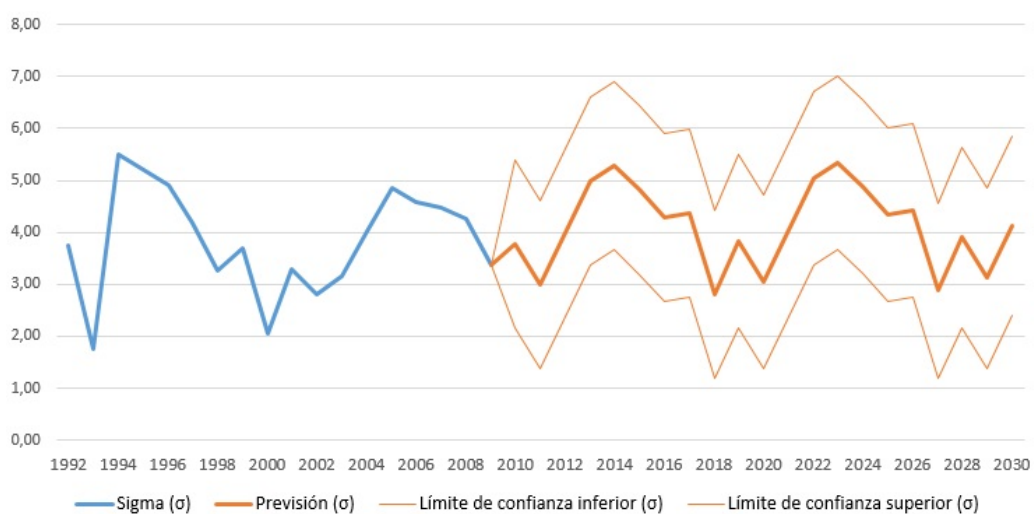


Figura 7.17: Evolución de la desviación típica, σ , a partir de los datos observados.

Cabe destacar la similitud de la tendencia de los valores medios obtenidos mediante el modelo logístico de densidad durante los valores observados y la posterior tendencia de los valores estimados mediante la curva sigmoidea de referencia.

6. Como resultado, se ha obtenido la estimación de los histogramas anuales correspondientes al periodo 2010-2030 (más el periodo de desplazamiento, t_{pt}). Comprobando la posibilidad de estimar la relevancia que tendrá una respectiva plataforma en un futuro y el tanto por ciento de predominio de mercado según unidades instaladas.

Las correspondientes curvas estimadas de distribución se encuentran

representadas en el apéndice D. Como muestra se representa la estimación del año 2025 (figura 7.18)

En la figura 7.19, se representan las curvas S parciales de las distintas plataformas.

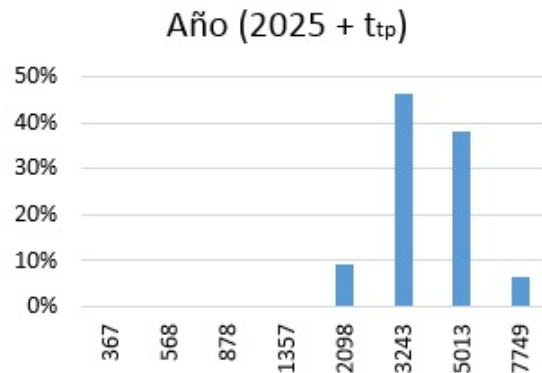


Figura 7.18: Histograma del tanto por ciento de unidades instalados de cada plataforma según potencia nominal estimado para el año 2025 más el periodo “turning point”. (Eje x = Potencia, kW)

Según las estimaciones realizadas en la sección 6.3 y al mismo tiempo, según la estimación de los histogramas anuales (apéndice D), se puede observar la poca relevancia que tendrá en un futuro la plataforma de 7749 kW en el mercado eólico español y el predominio de las plataformas de 3249 y 5013 (figura 7.19), para la repotenciación de los parques eólicos. Así como la desaparición progresiva de ciertas plataformas y la estabilización en el mercado de un número determinado de ellas.

Por último, se recuerda que en los histogramas estimados propuestos no se ha considerado la inclusión de la aparición de un mercado eólico de aerogeneradores proyectado al autoconsumo que pudiera tener una repercusión decreciente de la magnitud del valor de la potencia media. Ahora bien, como el objetivo del presente estudio es valorar los aerogeneradores que se presentan en el mercado para una posible repotenciación es de suponer que la existencia de aerogeneradores de potencia nominal menor a 1 MW [190] no es importante.

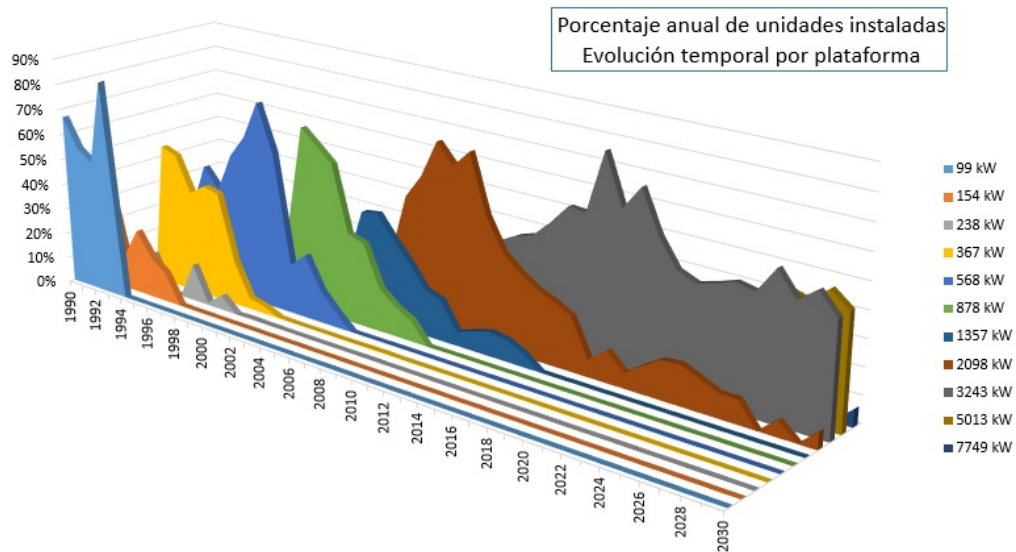


Figura 7.19: Curvas S parciales, estimadas, para las distintas plataformas según potencia.

7.4. Síntesis y contribución

Se propone una forma de agrupar aerogeneradores en unas plataformas según potencia nominal y según diámetro del rotor, basadas en el 50% de la potencia nominal y su velocidad, v_{50} , correspondiente.

Posteriormente, se incluyen nuevos parámetros delimitadores relacionados con la superficie del emplazamiento, la disposición de los aerogeneradores y la propuesta normativa presentada con anterioridad. De esta forma se consigue:

- Mediante un gráfico se facilita la estimación de los diámetros de los aerogeneradores correspondientes a una potencia nominal y para un emplazamiento determinado.
- Valorar las probabilidades de utilización de un diámetro para una potencia nominal determinada según pixelado y área de la gráfica.
- Dar continuidad a la variable potencia nominal para su discretización

Finalmente, mediante la realización de un análisis de series temporales de distribuciones de frecuencia se faculta la estimación de las potencias nominales predominantes en el mercado eólico.

Capítulo 8

Análisis económico anual previo a la repotenciación

En el presente capítulo, el objetivo establecido es mejorar la estimación de la fecha considerada como adecuada o más viable económicamente, para realizar la futura repotenciación. Para ello y a partir de los planteamientos propuestos en los capítulos 6 y 7, se plantean dos líneas de actuación:

- La introducción de variables en el estudio económico que aporten mayor criterio a la hora de seleccionar la fecha adecuada para realizar la repotenciación de un parque eólico.
- Con las nuevas variables consideradas y actualizando las estimaciones propuestas en los capítulos, se propone realizar anualmente un estudio previo de viabilidad económica de la futura repotenciación¹.

Es decir, cada año que sucede de la vida útil del parque eólico inicial se realiza un análisis previo de viabilidad económica para estimar en que año de la vida útil de dicho parque, resulta más rentable realizar la repotenciación.

¹La realización de un estudio previo anual de viabilidad económica de la futura repotenciación con datos estimados forma parte de la metodología utilizada en la patente asociada a la tesis doctoral, donde además, se describe su proceder.

De esta forma, cada año operativo del parque eólico inicial se consigue una fecha estimada como la adecuada, para realizar la futura repotenciación. Las fechas pueden ser las mismas o pueden cambiar pero realizando el análisis previo cada año, mediante estimaciones más fidedignas, se logra una aproximación, con mayor certidumbre y fiabilidad, a la finalmente considerada como la más adecuada para realizar la repotenciación.

A continuación, se procede a la descripción de cada una de las variables introducidas, con un ejemplo de la repercusión económica encontrada, para posteriormente, comentar la importancia de la realización anual de un análisis de viabilidad económica previo a la futura repotenciación.

8.1. Parámetros a incluir en el análisis económico

Previa estimación de los futuros aerogeneradores, sus características dimensionales y su predominio en el mercado (capítulo 7), cabe plantearse el introducir en los distintos análisis de viabilidad económica unas variables que hasta ahora no habían sido consideradas con la suficiente relevancia, entre las que se encuentran, el momento más adecuado de adquirir un aerogenerador en función de su curva S y la reutilización de las cimentaciones de los aerogeneradores. El coste del aerogenerador y la correspondiente cimentación representan del orden del 68 y del 9% respectivamente (figura 8.1), en la construcción de un parque eólico inicial de aproximadamente 20 aerogeneradores y 10-20 MW de potencia total instalada. Pero si además, se tiene que el parque eólico en lugar de ser en un emplazamiento virgen es repotenciando un parque eólico ya construido, se tiene que incrementando la potencia total instalada del parque inicial en un 40%, el gasto total de la inversión en el momento de repotenciar se puede reducir en más de un 10%, repartido en partidas como el sistema eléctrico, la acometida a red, edificaciones y gestión, por tanto, los gastos en cimentación y en los aerogeneradores incre-

mentarían su peso sobre el total quedando en el orden de un 10 y un 76%, respectivamente.

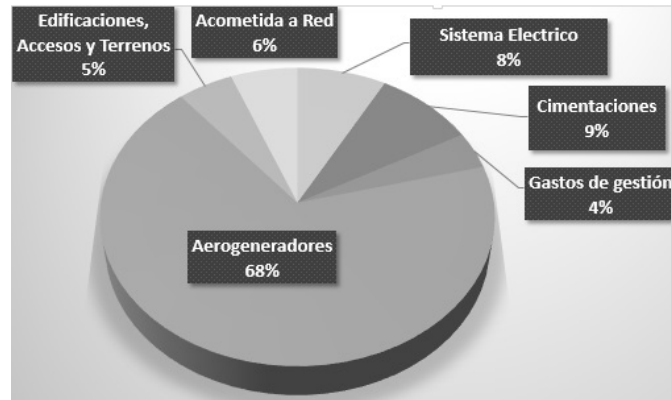


Figura 8.1: Desglose de los costes de un parque eólico, Elaboración propia según fuente [29] [134] [186].

Por tanto, cabe valorar, la repercusión de su posible variabilidad sobre el coste económico de la inversión en los respectivos análisis de viabilidad económica de la repotenciación. En el caso de la cimentación, cabe destacar, que solamente se van a valorar los efectos puramente económicos no incluyendo en la ponderación otros costes medioambientales que podrían estar asociados a la reutilización y que todavía podrían aportar mayor interés en su realización [129].

8.1.1. Valoración económica según el ciclo de vida de los aerogeneradores

La introducción del ciclo de vida tecnológico de los materiales o equipos en el análisis económico mediante un análisis previo se desarrolla en estudios de actuaciones de eficiencia energética (Balbás et al., 2015), obteniendo decisiones más objetivas ante las distintas posibilidades de selección presentadas.

La posición de un producto en su respectiva curva S evolutiva, tiene un reflejo significativo en el coste de producción de dicho producto, extrapolable

al precio de mercado [195] [196]. Por otro lado, la evolución tecnológica cobra aún mayor relevancia en productos donde las prestaciones ofrecidas sean tan significativas para su integración en el sistema como lo son los aerogeneradores respecto al sistema de potencia eléctrico (sección 2.3). La eficiencia y mejora productiva de los productos cobra relevancia así como la producción en serie y aceptación del mercado.

Por tanto, cabe analizar la variabilidad del coste de un producto según su relevancia en el mercado. Es decir, por ejemplo, en el caso de la búsqueda de la fecha adecuada para realizar la repotenciación, valorar si es preferible adquirir o esperar un periodo de tiempo a la incorporación de un aerogenerador que se encuentra en fase de prototipo para reducir el coste de su adquisición y al mismo tiempo, asegurar las prestaciones ofrecidas. Respecto la variación de precio que puede experimentar un modelo de aerogenerador en el mercado, dependiendo del grado de madurez, se puede hablar de un máximo del 15% [134], valor que se puede cuantificar como bastante representativo.

Olsen et al. (2004), presentan la reducción del coste de un producto en función del número de piezas producidas. Utilizando la curva logística para la previsión del número de unidades producidas y posibilitar la selección entre distintos productos del mercado con distinto grado de madurez. De hecho, parte del grado de disponibilidad de parques y máquinas, deriva de los riesgos asumidos al colocar aerogeneradores en el mercado, que todavía no habían alcanzado un elevado nivel de madurez tecnológica, lo que podría incidir en fallos imprevistos, haciendo necesario reforzar todo lo que es el mantenimiento predictivo y preventivo [134], con su correspondiente coste añadido. Se puede suponer que el momento adecuado de adquisición es cuando el aerogenerador ha superado la fase de inmadurez tecnológica [197], pero si las curvas S parciales de ciertas plataformas se mantienen en el tiempo, cabe estimar, que posteriormente también acontecerá un incremento de prestaciones que se debe valorar en el momento de la adquisición.

Ahora bien, el observar un comienzo tecnológico de una plataforma, también puede ser la antesala para plantearse su utilización, dado los conocidos tiempos administrativos de concesión de permisos. Cuestión que hubiera per-

mitido, en el sistema eólico español, evitar una gran cantidad de kilovatios de potencia instalada aerogeneradora limitada de los aerogeneradores que en el último momento se cambiaron por otros de mayor capacidad pero respetando la potencia total solicitada inicialmente (véase apéndice A), cuestión que se hubiera trasladado directamente a un aumento productivo al mismo coste.

Pero, por otro lado, gracias a la representación de las curvas S parciales de las plataformas aerogeneradoras, también cabe plantearse cuantas repotenciaciones pueden suponerse a lo largo de toda la vida del parque eólico hasta su desmantelamiento. Puesto que si la vida útil de los aerogeneradores está limitada y al mismo tiempo, también, el incremento de potencia nominal de los aerogeneradores instalados, puede valorarse el salto de potencia experimentado por los aerogeneradores para sucesivas repotenciaciones y su repercusión en la viabilidad del parque. Es decir, estimando la evolución y asentamiento de algunas plataformas aerogeneradoras (figura 7.19), se puede prever que el salto de potencia nominal entre los aerogeneradores en el momento de repotenciar perderá significación progresivamente, pudiendo ocurrir que el adelanto de una repotenciación afectase negativamente a otra posterior. De hecho es muy poco probable que los incrementos de potencia de los aerogeneradores sean tan significativos como en las repotenciaciones de los parques con aerogeneradores por debajo de 300 kW donde el factor de incremento, algunas veces, superaba el orden de por diez.

La valoración de todas estas cuestiones es favorecida mediante las herramientas de estimación desarrolladas en los capítulos 6 y 7. Su previsión puede favorecer la toma de decisiones para la adquisición e instalación de los nuevos aerogeneradores durante la repotenciación.

8.1.2. Reutilización de la cimentación de los aerogeneradores

Las características dimensionales de los aerogeneradores son parámetros determinantes a la hora del diseño de un parque eólico. El diámetro del ro-

tor determina las distancias de separación entre las torres aerogeneradoras y junto a la altura del buje pueden influir en el área de proximidad recomendada (sección 6.4). Ahora bien, habitualmente los parques eólicos no tienen unas dimensiones exactas para distribuir las torres aerogeneradoras según divisiones perfectas de tantos rotores en el sentido predominante del recurso y tantos rotores en la transversal. Los aerogeneradores se suelen disponer según las zonas de ubicación preferentes y posteriormente, guardando las distancias recomendadas, se busca una relación eficiente entre el número de torres, potencia total instalada y rendimiento energético de la central eólica [182] [183] [184] [186].

Al repotenciar un parque, además de estas premisas citadas, también se puede buscar el aprovechamiento de la cimentación de las torres aerogeneradores existentes.

Para realizar la explicación de este proceder, se dispone de una distribución en planta del parque eólico inicial y una estimación de las características dimensionales de los aerogeneradores que se van a utilizar en la futura repotenciación. Se supone que la central eólica guarda homogeneidad en la disponibilidad del recurso a lo largo de toda su extensión y que la separación entre las torres es común para todas. Si previamente se ha estimado que en una futura repotenciación se van a utilizar aerogeneradores de un diámetro determinado², d_r , cabe la posibilidad de buscar el posible aprovechamiento de infraestructuras existentes en el parque eólico inicial, ubicando las torres aerogeneradoras del parque repotenciado como más interese.

Esto es así, porque cuando se procede a realizar el diseño del parque eólico repotenciado y habiendo establecido previamente unas adecuadas distancias tanto de separación entre torres como de seguridad, dependientes del diámetro estimado, d_r , existe la posibilidad de disponer de una magnitud de distancia que se denominará “margen de maniobra” (figura 8.2), para decidir sobre la ubicación definitiva de las torres aerogeneradoras a la hora de repotenciar el parque eólico inicial.

²Para la explicación efectuada al no considerarse las distancias en la dirección predominante del recurso no se plantea la utilización de la altura.

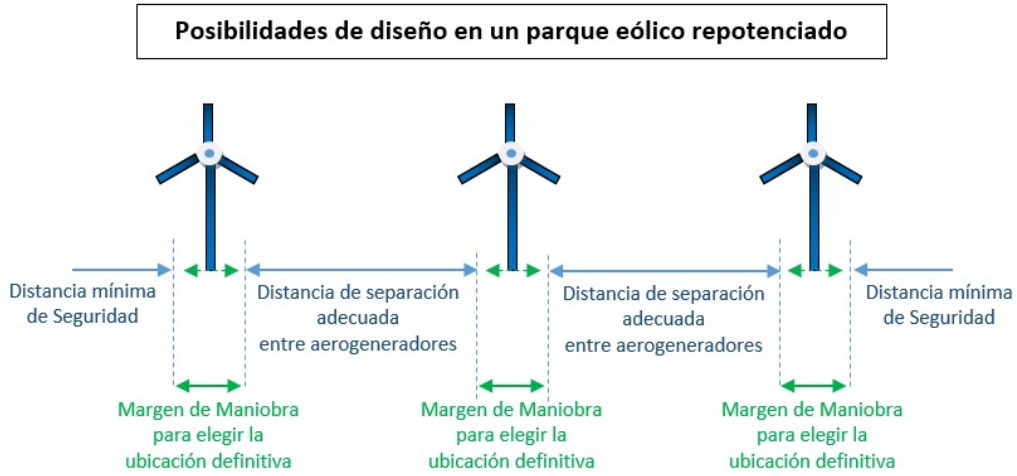


Figura 8.2: Margen de maniobra para la selección definitiva de la ubicación de las torres aerogeneradoras en el parque eólico repotenciado.

De esta forma, se puede obtener un número de coincidencias en las ubicaciones de las torres aerogeneradoras que representen un ahorro en la cimentación del parque repotenciando sin causar ningún daño adicional pues las distancias adecuadas de separación ya se habían establecido. En base a los márgenes de maniobra concretados se diseñará el parque eólico repotenciado aplicando las correspondientes separaciones entre las torres aerogeneradoras.

Como ejemplo de la propuesta, se presenta la posible repotenciación de un parque compuesto por 10 torres aerogeneradoras de 700 kW con un diámetro del rotor de 54 metros. Para simplificar la explicación supongamos que la disposición del parque inicial es lineal y que la separación entre torres aerogeneradoras equivale a 5 diámetros. Por último, se plantea que existiendo un sobrante de 4 diámetros en la extensión del terreno, el promotor decidió repartirlo por igual, sumándolo a las distancias mínimas de seguridad de ambos extremos. Para una disposición lineal como la propuesta, se obtendría la expresión (8.1).

$$[(n_i - 1) \cdot S_i + 10] \cdot \phi_i + l_i = [(n_r - 1) \cdot S_r + 10] \cdot \phi_r \quad (8.1)$$

n_i = número de torres aerogeneradoras del parque eólico inicial

S_i = coeficiente de separación de las torres aerogeneradoras del parque eólico inicial

n_r = número de torres aerogeneradoras del parque repotenciado

S_r = coeficiente de separación de las torres aerogeneradoras del parque repotenciado

l_i = sobrante de extensión del parque eólico inicial

Si se desea repotenciar el parque con las normativas vigentes, del 40% de incremento de la potencia total instalada, y las normativas propuestas, de aerogeneradores de 2,5 MW para parques de hasta 10 MW, se tendría la posibilidad de sustituir las 10 torres aerogeneradoras instaladas por 4 aerogeneradores de 2,5 MW. Según la figura 7.5, y con la potencia nominal requerida de 2,5 MW se podría plantear un margen de selección de aerogeneradores aproximadamente entre 90 y 100 metros de diámetro del rotor siendo más probable el cercano a 90 metros dado el incremento de la altura.

A partir de la expresión (8.1), y con los datos de partida propuestos, se podría plantear que manteniendo una separación entre torres también de 5 diámetros de rotor en el parque repotenciado, se dispondría del orden de 233 metros de margen de maniobra por cada torre aerogeneradora para el caso de la selección del aerogenerador con 90 metros de diámetro del rotor y de unos 188 metros, por cada torre aerogeneradora en el caso del aerogenerador con 100 metros de diámetro. Es decir, se dispondría de un margen de maniobra muy aceptable para encontrar la posible coincidencia de cimentaciones, recordando que los aerogeneradores del parque inicial se encontraban a unas distancias de separación de 270 metros.

Cabe destacar que cuanto menores sean, tanto el número de torres del parque eólico inicial, como la separación entre ellas, como el sobrante de extensión y otras consideraciones, puede resultar más compleja la búsqueda de las coincidencias entre cimentaciones, cuestión que se valora, posteriormente, en el capítulo 9.

Por otro lado, respecto las propuestas de reutilización que cobran mayor

relevancia a la hora del aprovechamiento de las cimentaciones se tienen: la coincidencia de ubicaciones con una posible ampliación de la base existente y el arriostramiento de las nuevas cimentaciones aprovechando las cimentaciones existentes.

Los detractores de la ampliación de la cimentación existente se basan en que la estructuras sometidas a fatiga tienen una vida útil reducida para soportar su reutilización como base de cimentación de un aerogenerador [192], ahora bien, al mismo tiempo se apuesta por una prolongación de la vida útil del aerogenerador hasta los 30-35 años [193], cuestiones que parecen contradictorias. La tipología de la cimentación, para los elementos que estando en movimiento y con su correspondiente frecuencia pueden ocasionar fisuras, es particularmente especial, debiendo considerar las composiciones del hormigón y del grosor del mallazo que la componen, puesto que deben ser capaces de absorber las correspondientes vibraciones [194]. Cuestiones que si bien al principio de la tecnología eran temas de poca relevancia al día de hoy, con el incremento de las dimensiones se les tiene la suficiente consideración.

Por otro lado, el arriostramiento ofrece un mayor margen de error puesto que posibilita la ampliación de los márgenes de tolerancia. Pero solamente puede ser interesante cuando las distancias entre cimentaciones no sean excesivas.

8.1.3. Caso práctico de estudio: Ahorro económico de la reutilización en cimentación

Para el caso práctico de la repercusión de las variables en el coste total de la inversión se ha propuesto, un ejemplo, donde se valora el ahorro económico que supone la reutilización de la cimentación mediante ampliación de las bases existentes. Se plantea la repotenciación de un parque eólico construido, sustituyendo aerogeneradores modelo WTN-648 (Wind Technik Nord GmbH) de 600 kW por otros del modelo 3,4M104 (Senvion) de 3400 kW de potencia nominal unitaria, ambos de clase IIA. En la figura 8.3, se presentan

las correspondientes magnitudes dimensionales de la góndola, las palas y las torres de los correspondientes aerogeneradores. Respecto las especificaciones del terreno se han presentado unas habituales para la construcción de parques y comunes para ambas cimentaciones.

Potencia nominal (kW)	600	3400
GÓNDOLA Y PALAS		
Diámetro rotor (m)	48	104
Área de barrido(m ²)	1.810	8.495
Densidad de potencia	3,01	2,5
Peso góndola(kN)	107	604
Peso palas (kN)	245	240
Densidad del aire (kg/m ³)	1,225	1,225
Velocidad de referencia del viento (m/s)	42,50	42,50
Velocidad del rotor(r.p.m.)	30	13,8
Velocidad del viento (m/s)	12	12,5
Velocidad del viento (m/s)	59,50	59,50
Coefficiente de empuje	0,1	0,1
Fuerza rotor(kN)	392,38	1.842,03
Altura de aplicación (m) ha	65	128
TORRE		
Altura torre (m)	65	128
Diámetro superior (m)	2	3,5
Diámetro inferior (m)	6	14,5
Espesor (mm)	12	20
Area del anillo de la torre (m ²)	0,23	0,91
Peso torre (kN)	950	5.669,38
Coefficiente de empuje	1,4	4,4
Fuerza del viento(kN)	845,68	4.024,56
Altura de aplicación (m) hb	32,50	64,00
DL = Cargas fijas(torre, góndola, rotor y palas)	1.302	6.513
TWL = Carga del viento sobre el rotor	392	1.842
WL = Carga del viento sobre la torre	846	4.025
Momento de Inercia anillo torre(m ⁴)	1,0118	23,8449
Tensión max de la torre S355 JR (kPa=kN/m ²)>230000=345000/1,5	216.325	226.548
Tensión min de la torre S355 JR (kPa=kN/m ²)>230000=345000/1,6	97.909	73.457
TERRENO		
Tensión admisible del terreno (kPa)	300,00	300,00
Coefficiente de seguridad	1,50	1,50
Tensión máxima (kPa)	200,00	200,00
Tensión mínima (kPa)		

Figura 8.3: Magnitudes utilizadas en el cálculo de las cimentaciones.

8.2. SEGUIMIENTO DE LA FECHA ADECUADA PARA REPOTENCIAR185

De los cálculos realizados se obtienen los resultados expuestos en la figura 8.4. Si se valora el volumen de hormigón utilizado en ambas cimentaciones, se tiene que en caso de reutilizar las existentes del parque eólico inicial, existe un ahorro de casi el 20% por cada torre instalada en la repotenciación. Cuestión que si se extrapola a la totalidad de las torres instaladas puede suponer el 2% del coste total de la inversión.

Potencia nominal (kW)	600	3400
CIMENTACIÓN		
Cimentación diámetro (m)	18,00	30,00
Area (m2)	254,47	706,86
Ht(m)	2,00	4,00
Hb(m)	1,80	3,00
Volumen de hormigón (m3)	483	2.525
Peso de la cimentación (kN)	12.064	63.128
N Vertical (kN)	13.366	69.641
V Horizontal (kN)	1.238	5.867
Momento flector(kN.m)	52.990	493.351
excentricidad (m)	3,96	7,08
Zapata rectangular - lado mayor (m)	23,79	42,51

Figura 8.4: Resultados obtenidos en el cálculo de las cimentaciones de aerogeneradores de 600 y 3400 kW.

8.2. Seguimiento de la fecha adecuada para repotenciar

Cabe destacar que tanto el aprovechamiento de las cimentaciones como la decisión adecuada en la adquisición de un aerogenerador se basan en unas estimaciones realizadas con anterioridad a la repotenciación. Para adaptarse a los posibles cambios tecnológicos, o cambios que pudieran acontecer, se propone realizar anualmente un análisis económico previo sobre la viabilidad de la repotenciación y así obtener la fecha estimada como adecuada para su ejecución.

Es obvio, que cada año que suceda, la base de datos de aerogeneradores

sobre la que se sustentan todas las estimaciones así como el conocimiento de la normativa vigente, se podrán actualizar con nuevas observaciones y datos reales. Lo cual, aportará mayor fiabilidad de la fecha prevista como adecuada cuanto más se aproxima a ella.

Al realizar anualmente un análisis previo con datos estimados de futuros aerogeneradores, sus características y su predominio en el mercado eólico de la región estudiada, se posibilitan las siguientes consideraciones:

- Se favorece la reutilización de infraestructuras existentes en el parque eólico inicial.

Considerando las posibles combinaciones tratadas (capítulo 7), entre el diámetro del rotor y la potencia nominal de los aerogeneradores que pueden presentarse en el mercado en el momento de la repotenciación y considerados como adecuados para su instalación, puede tomarse una decisión de selección de la tipología del aerogenerador en función de un aumento de posibilidades en la reutilización de las infraestructuras existentes.

- Aproximarse a la fecha considerada como más rentable para realizar la repotenciación también ofrece la facultad de no perder posibles beneficios económicos postponiendo su ejecución.
- Se permite conocer con una relativa antelación la fecha prevista de repotenciación, lo cual, posibilita adelantarse en las tramitaciones necesarias y reducir los tiempos administrativos de la aceptación del proyecto de repotenciación.
- La estimación de futuros aerogeneradores también faculta asegurar que una vez realizada la repotenciación, no se están perdiendo nuevas posibilidades de mercado.

El proceder del análisis económico sería similar al de los autores citados en la sección 3.2, pero además de incluir las variables expuestas con anterioridad, se realizaría previa y anualmente. Su desarrollo se describe al detalle en la patente inventiva asociada al presente estudio [136].

8.3. Síntesis y contribución

Se han introducido unas variables en el análisis económico que permiten determinar con mayor criterio la fecha adecuada de repotenciación.

Por otro lado, mediante la aplicación anual de un análisis económico previo de la repotenciación del parque eólico se consiguen:

- Mayor fiabilidad en las decisiones adoptadas, pues se amplía el periodo temporal analizado.
- Favorecer la reutilización de las infraestructuras, con la reducción del coste total de la nueva inversión.
- Posibilitar la programación de las operaciones para reducir tiempos perdidos o pérdidas de posibles beneficios económicos.

Se presentan posibles aportaciones, sin la necesidad de inversión económica, solamente realizando análisis previos antes de la fecha de repotenciación.

Además, se presenta la posibilidad de que ampliando los periodos de tiempo estudiados y solapando posibles repotenciaciones, pudiera cuestionarse un adelanto de la repotenciación en función de posibles repotenciaciones posteriores.

Capítulo 9

Planificación del diseño del parque eólico para repotenciar

En el presente capítulo el objetivo establecido es la reducción de los costes asociados a la futura repotenciación maximizando el aprovechamiento y reutilización de las infraestructuras existentes en el parque eólico inicial.

Teniendo presente que el parque eólico inicial aún no se encuentra construido y mediante previa estimación de los aerogeneradores que se van a utilizar en la futura repotenciación y sus características dimensionales (capítulos 7 y 8), cabe plantearse el diseñar el parque eólico inicial para obtener el máximo aprovechamiento de los materiales e infraestructuras existentes¹ en dicha repotenciación eólica. Es decir, estimando como será la futura distribución en planta del parque eólico repotenciado, realizar un diseño del proyecto del parque eólico inicial que sirva para maximizar la reutilización de las infraestructuras y materiales al realizar dicha repotenciación. La disposición de las edificaciones principales, la ubicación de las torres aerogeneradoras y su conexionado eléctrico, pueden resultar relevantes a la hora de realizar la repotenciación del parque eólico.

¹Principal reivindicación formulada en la patente inventiva asociada a la presente tesis doctoral.

Cabe destacar que la reutilización de las infraestructuras, en el caso presentado las cimentaciones, tal y como se comentó en el capítulo 8, puede resultar más compleja que en el ejemplo realizado debido a las magnitudes y valores existentes. Por ello, plantearlo desde el principio puede aportar una doble ventaja añadida, es decir, llegado el momento no es que maximice la reutilización sino que la puede hasta posibilitar.

Además, el hecho de plantear la planificación del diseño del parque eólico inicial para una futura repotenciación, también aporta el diseño adecuado para que, una vez llegado el momento de repotenciar dicho parque eólico, una posible disposición de las torres aerogeneradoras no se encuentre condicionada, como ejemplo, por la ubicación de alguna edificación existente.

Se resalta que desde el punto de vista de la planificación del diseño de la construcción de un parque eólico para realizar su futura repotenciación, la mayor anomalía que se podría encontrar es que acercándose a la fecha prevista de repotenciación se detectase que el diseño del proyecto desarrollado en el parque eólico inicial no hubiera sido el adecuado, debiendo corregir, adaptar o estimar, nuevas posibilidades, pudiendo ocasionar posibles pérdidas económicas.

Por tanto, las premisas primordiales para el desarrollo de la planificación del diseño del proyecto de un parque eólico inicial para una futura repotenciación serán, por un lado, que la planificación repercuta mínimamente en la inversión inicial y por otro lado, perseguir la amplitud de las posibilidades o de los márgenes de maniobra para no encontrarse limitados ante las posibles anomalías encontradas.

A continuación, se va a exponer el proceder para la planificación del diseño del parque eólico inicial en función de los parámetros estimados y su posible reutilización, para el caso concreto de la cimentación de los aerogeneradores. Concluyendo, se hace hincapié en que la planificación propuesta no deja de ser una aportación adicional al planteamiento desarrollado en la sección 8.1.2, por tanto, su exposición se centrará en lo indispensable.

9.1. Bases de diseño del parque eólico para repotenciar

Tal y como se expuso en la subsección 8.1.2, las características dimensionales de los aerogeneradores son parámetros determinantes a la hora del diseño de un parque eólico y, habitualmente, los parques eólicos no tienen unas dimensiones exactas para cuadrar con las distancias establecidas. Debido a esto se propuso, que con el parque eólico inicial construido y variando el posible margen de maniobra, mg_r (figura 8.2), preparar el diseño del parque eólico repotenciado para favorecer la reutilización de las cimentaciones existentes.

En este caso, el parque eólico inicial aún no se encuentra construido y por tanto, existe la posibilidad de variar tanto el margen de maniobra, mg_i , ofrecido por el parque eólico inicial como el margen de maniobra, mg_r , ofrecido por el futuro parque eólico repotenciado. De tal manera, que combinando las distintas posibilidades entre los márgenes de maniobra del diseño del parque eólico inicial y los del previsible diseño del parque eólico repotenciado, se obtengan las posibles disposiciones, de ambos parques, que maximicen la reutilización y el aprovechamiento, a la hora de la cimentación de las torres aerogeneradoras del futuro parque eólico repotenciado.

Una vez resuelta la disposición más adecuada de las torres aerogeneradoras en ambos parques eólicos y en base a los márgenes de maniobra concretados, mg_i , se diseñará el parque eólico inicial, el cual estará preparado para maximizar la reutilización y aprovechamiento de las cimentaciones en la futura repotenciación. Por tanto, también se estima realizar la repotenciación, en una fecha aproximada y en base a los márgenes de maniobra concretados, mg_r , para el futuro parque eólico repotenciado.

9.2. Seguimiento de las decisiones adoptadas

Indistintamente se haya realizado una planificación previa del diseño del parque eólico, con el parque eólico inicial construido y operativo, se realiza un seguimiento y actualización de las curvas evolutivas, con los datos reales que se van conociendo año por año, tal y como se expuso en la sección 8.2.

De esta forma, se procede a consolidar los datos estimados en un principio y en caso de existir desviación, valorar la correspondiente corrección (capítulo 10).

9.3. Síntesis y contribución

Se realiza la planificación del proyecto de parque eólico inicial previendo maximizar la reutilización de las infraestructuras en una futura repotenciación.

La planificación se realiza sin coste económico adicional e intentando reducir los riesgos inherentes a las decisiones tomadas vistas a largo plazo.

La planificación puede llegar a posibilitar la reutilización en situaciones que se pudieran presentar complicadas por sus particularidades.

Plantear la planificación también puede evitar posibles condicionamientos en las disposiciones en el momento de repotenciar.

Capítulo 10

Escenarios alternativos

A lo largo del capítulo 6, se ha decidido evolucionar a partir de una línea de tendencia realizada mediante una significativa base de datos, confirmada por los estadísticos correspondientes. Por otro lado, también se ha planteado un escenario normativo favorecedor para la continuidad y hasta posible mejora, de la percepción social respecto las instalaciones eólicas.

Posteriormente, en el capítulo 7, se han realizado unas estimaciones sobre los posibles aerogeneradores que se puedan utilizar en una futura repotenciación eólica.

Ahora bien, en las distintas estimaciones y planteamientos expuestos podrían presentarse anomalías o acontecimientos de diversas tipologías que podrían variar las consideraciones establecidas. Posibles anomalías se encontrarían en los siguientes puntos:

- La variación o indefinición del periodo definido como “turning point” (figura 6.7) donde la curva evolutiva ha permanecido estancada o inexistente con observaciones vacías.

Por ejemplo, al continuar los fabricantes con instalaciones eólicas en el exterior de España y seguir realizando las pruebas pertinentes de los aerogeneradores de mayor potencia, se podría dar el caso de que

cuando se reactive el mercado nacional eólico el salto experimentado en la curva S propuesta, correspondiente al año de la reactivación del mercado, sea significativo, buscando la tendencia natural de la curva S planteada. Es decir, sería un salto similar al acontecido en la gráfica correspondiente a la Comunidad Canaria (figura 6.8) después de un tiempo de inactividad.

- Un cambio de la curva logística a curva de Gompertz con una estimación futura de mayor magnitud (cuadro 6.2). Cuestión planteada por Blasco, A. (1999), refiriéndose a que, aunque inicialmente la curva que mejor se adapta sea la logística, existen casos que finalmente es la curva de Gompertz la más representativa.
- Por otro lado, se observa la nube de puntos (figura 6.3), a la cual se hizo mención con anterioridad, y que corresponde a instalaciones de autoconsumo (Lomito Rodríguez y Seinco, en Las Palmas de Gran Canaria, 2008) o plantas experimentales donde se desarrollan estudios de sistemas aislados e integrados de generación distribuida (I+D+I de Walga, 2009, Arza I+D y Población de Cerrato, 2010, Cervo y Villalba, 2011 y 2012). Lo cual, presenta una nueva línea de instalación de aerogeneradores de menor potencia que principalmente abastecen energía a una extensión próxima y limitada, pero con la posibilidad de suministrar en red, o posiblemente almacenar y previsiblemente fomentadas en los *Planes Energéticos* actuales (sección 2.1).

La aparición del autoconsumo puede generar una nueva tendencia [190], que reduzca el valor medio de los aerogeneradores instalados y ocasione una posible entrada en la etapa o fase de declive de la curva S (figura 6.5).

- La aparición de una tecnología alternativa y sustitutiva que replazase la presentada en el estudio y que acarrearía la desaparición de la tecnología de eje horizontal presentada.
- La aparición de un escenario normativo más o menos restrictivo que el planteado en la construcción del parque inicial que impidiera la utilización de los aerogeneradores previamente estimados.

- La no aparición de la plataforma aerogeneradora considerada o la alteración de la extensión de su ciclo de vida.

En el caso de que el parque eólico inicial se encontrase operativo sin que se hubiese realizado una planificación previa del diseño del proyecto (capítulo 8), se realiza un seguimiento y actualización de las curvas evolutivas, con los datos reales que se van conociendo año por año (sección 8.2), lo cual, facilita la adecuación o adaptación a las situaciones coyunturales encontradas según se acerca la fecha de repotenciación del parque.

La posibilidad, de que llegado el momento de la repotenciación, se hubiera decidido retrasar la operación, por esperar una alternativa de aerogeneradores que, posteriormente, no acabara por asentarse en el mercado, pudiera ser uno de los peores casos previstos. Para esto se plantea que la consideración de futuras plataformas, en el último momento previo a la repotenciación, se debe realizar con un proyecto alternativo o durante un periodo aproximado al proceso administrativo, pudiendo retroceder en dimensionamientos sin pérdida de potencia asignada. Cuestión que podría ser favorecida desde el punto de vista de la administración, adaptándose a los tiempos y/o posibilitando alternativas durante la tramitación.

En el caso de la realización de la planificación del diseño del parque eólico para su futura repotenciación (capítulo 9), en el cual, según un análisis previo, se diseña el parque eólico inicial para una futura repotenciación, las consecuencias que se podrían extraer de estos cambios serían o bien, cambios de magnitud de los valores estimados en la planificación, o bien, experimentar anomalías tan significativas, como por ejemplo, una sustitución tecnológica, donde todas las consideraciones realizadas se tuvieran que descartar.

Respecto a los cambios de magnitud, en el caso de que habiendo planteado inicialmente un escenario conservador y posteriormente, acontecieran magnitudes de potencia incrementadas (figura 10.1), existe la posibilidad de realizar un adelanto en el tiempo de la planificación estudiada para la repotenciación, puesto que su preparación se ha previsto en el diseño inicial del parque eólico. Quedando como tarea pendiente la que consistiría en valorar

la viabilidad económica del correspondiente adelanto.

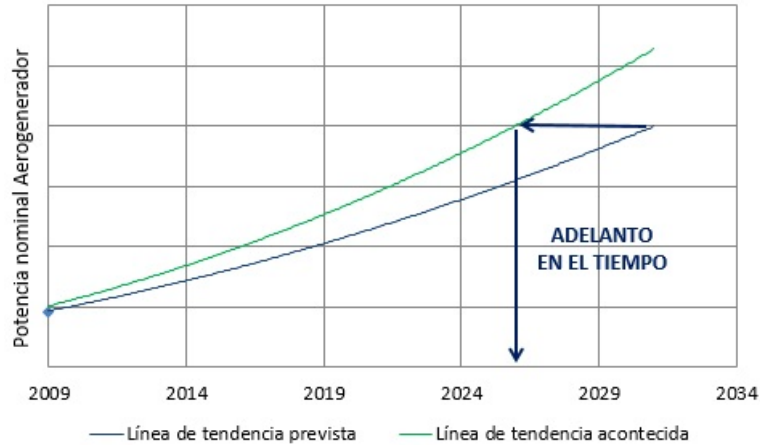


Figura 10.1: Incremento experimentado en la capacidad de producción de los aerogeneradores instalados.

En el caso contrario, de que las previsiones estimadas resultaran ser excesivas respecto las acontecidas, por ejemplo, debido a la aparición de una restricción medioambiental más severa, acontecería una situación como la descrita en la figura 10.2.

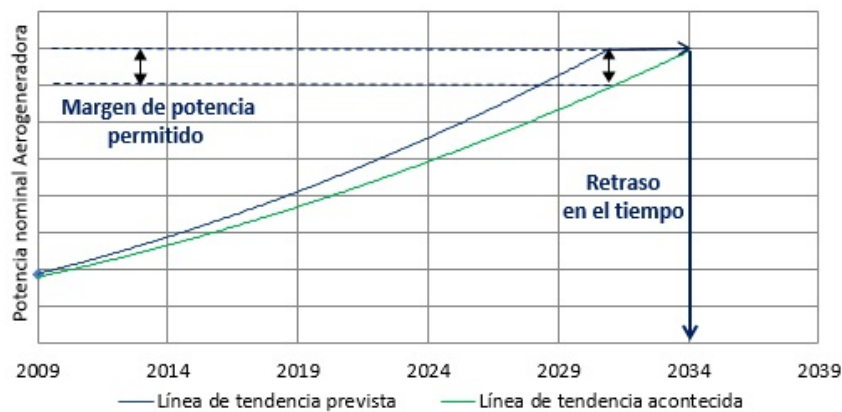


Figura 10.2: Decremento experimentado en la capacidad de producción de los aerogeneradores instalados.

Ante esta situación se podrían plantear dos posibilidades:

- Un posible retraso en el tiempo de la repotenciación, siempre que la vida útil de los aerogeneradores lo permitiera.
- Realizar una repotenciación con nuevos aerogeneradores de una capacidad de generación dentro del margen de potencia permitido. Puesto que el diseño inicial del parque eólico permite la repotenciación con cualquier equipo de menor capacidad aerogeneradora que la inicialmente prevista para el momento de dicha repotenciación.

La no existencia de una plataforma aerogeneradora considerada como factible se encontraría en uno de los dos casos expuestos anteriormente, pues se optaría por una plataforma de mayor o de menor potencia. Por otro lado, la variación de la extensión del ciclo de vida estimado para la plataforma aerogeneradora seleccionada previamente para repotenciar aportaría mayor margen de maniobra puesto que se puede valorar como aceptable la selección a lo largo de la fase de crecimiento de la “curva S parcial” correspondiente. Por otro lado, también se incrementaría el coste del aerogenerador para su reutilización en otros parques eólicos.

Además, el incremento de la magnitud del margen de potencias nominales que abarca un diámetro del rotor según va aumentando su tamaño faculta la posibilidad de maniobrar con posibles alternativas de selección.

Por tanto aunque se hayan planteado posibles opciones o alternativas viables ante desviaciones en las estimaciones realizadas, los casos tratados podrían tener una repercusión económica como la peor de las consecuencias, experimentando su cénit en el caso de la desestimación total de lo previamente estimado. Es más, el crecimiento del autoconsumo podría reducir la demanda de energía eléctrica y consecuentemente afectar al número de los parques eólicos de grandes dimensiones, por encima de 1 MW, conectados al sistema de potencia, acarreando un desmantelamiento de los parques eólicos frente a una posible repotenciación.

Por tanto, las premisas primordiales para el desarrollo de la planificación de una futura repotenciación que se tomaron como punto de partida en el

capítulo 9, fueron, por un lado, que la planificación repercuta mínimamente en la inversión inicial y por otro lado, perseguir la amplitud de posibilidades o márgenes de maniobra para no encontrarse limitados ante las posibles anomalías encontradas.

Por último, la aparición de un posible incremento proyectado al autoconsumo en la generación eólica, conllevaría a la necesaria separación de las observaciones utilizadas para las correspondientes estimaciones, centrándose en el estudio de aquellas centrales dedicadas a la generación de energía eléctrica y abastecimiento al sistema de potencia central o principal.

Capítulo 11

Conclusiones y discusión

Habiendo realizado un estudio de la evolución y actualidad del conjunto de actores del sistema eléctrico español, se ha concluido con la necesidad de la reducción económica retributiva y de la mejora de las prestaciones técnicas, ambas, de las instalaciones de generación de energía eólica.

Además, de auspiciada por las directrices propuestas por los distintos *Planes y Decretos*, nacionales y europeos, la repotenciación eólica se presenta como una actuación que aporta varias de las ventajas requeridas por el conjunto del sistema.

Desde el punto de vista del sistema, se desean centrales de generación con el suficiente grado de horas de utilización y con la calidad de señal requerida. Centrándose en puntos de acometida de la red eléctrica que ya se encuentren reforzados y preparados para su gestión. Desde el punto de vista del inversor, con la reducción de retribuciones y el sobre coste de las inversiones por nuevos requerimientos operativos, cobra mayor relevancia el buscar un incremento de los beneficios económicos o una reducción del coste de la energía generada.

Pero para favorecer la repotenciación y mejorar los resultados obtenidos es preciso favorecer el desarrollo de las instalaciones eólicas y conocer la evolución que cabe esperar de su tecnología.

A partir de la base de datos de las instalaciones eólicas en España y de la situación coyuntural, se ha generado una curva de la evolución de la potencia nominal media aerogenerada instalada en España que presenta la tendencia que se puede encontrar en los próximos años. Dicha curva marca un cambio en la tendencia del crecimiento facultado por las limitaciones técnico-económicas del sistema para mantenerse finalmente estable en unos niveles próximos a los 3.750 kW.

Se ha propuesto un planteamiento normativo que bajo las distintas limitaciones encontradas, puede favorecer a los órganos correspondientes el asegurar un crecimiento de las instalaciones eólicas con la aceptación técnica, social y medioambiental del entorno. Para ello, dada la evolución experimentada, se ha asignado mayor relevancia a factores, como la altura y la potencia nominal unitaria de los aerogeneradores y la conservación del efecto de proximidad del parque eólico repotenciado respecto al parque eólico inicial.

Posteriormente, se han presentado unas herramientas para la estimación de las características de los aerogeneradores fundamentándose en agrupaciones o plataformas de aerogeneradores, según su potencia nominal o según su diámetro, con una discretización basada en la velocidad del recurso correspondiente al 50% de la potencia nominal. Dichas agrupaciones aportan información sobre:

- Las características y las probabilidades de los aerogeneradores que se pueden encontrar en el mercado para una futura repotenciación del parque eólico a estudio, según las características propias del emplazamiento.
- Las potencias nominales aerogeneradoras predominantes en el mercado eólico español en los años sucesivos.

Mediante las estimaciones realizadas se posibilita la inserción de nuevas variables en los estudios de viabilidad económica de la repotenciación, variables como la valoración del ciclo de vida de los aerogeneradores y la reu-

tilización de las cimentaciones, siendo, especialmente, en esta última donde se ha concentrado el estudio.

Todo lo cual, faculta la propuesta de realizar un análisis económico previo anualmente para favorecer la previsión de la fecha adecuada para la repotenciación y determinarla con mayor criterio. Considerando como fecha adecuada de repotenciación aquella que aporte el máximo beneficio económico y la mayor reutilización posible de infraestructuras existentes a lo largo de toda la vida útil del parque eólico.

Es decir, se busca con especial antelación la fecha adecuada de la repotenciación teniendo presente la evolución de los aerogeneradores en el mercado, las características propias del emplazamiento y el diseño del parque eólico. Lo cual, favorece entre otras cuestiones, la posible reutilización o consideraciones referentes al momento indicado de compra de los nuevos aerogeneradores según su madurez o a la espera de modelos más avanzados tecnológicamente.

Por último, se ha estimado como interesante la planificación de la acción de repotenciar, desde un principio, es decir, durante el diseño y la construcción del parque eólico inicial. Se ha planteado la posibilidad mediante las herramientas de estimación propuestas de favorecer la reutilización de infraestructuras en una futura repotenciación planificando el diseño del parque eólico inicial. Con lo cual, se lograría:

“La realización del **diseño sostenible** de un parque eólico en función de la **evolución tecnológica**, para mejorar los beneficios **económico y medioambiental**.”

Por tanto en el presente trabajo, se ha generado una metodología de análisis y de estudio, que permite desarrollar un diseño sostenible en la construcción de sistemas de generación eléctrica. Mediante la aplicación de estimaciones en los correspondientes análisis previos de viabilidad económica que pueden favorecer la reducción de costes en una futura repotenciación sin la necesidad de realizar una inversión económica inicial.

Diseño sostenible que se fundamenta en la planificación del diseño del proyecto industrial de la central eléctrica generadora previendo futuros cambios o mejoras, muy probables de acontecer, entre los que se encuentra la repotenciación.

Caso de que el riesgo encontrado a la planificación inicial suponga un rechazo para el inversor, se puede optar por el análisis anual previo a la repotenciación sin haber realizado modificaciones previas en el diseño del parque eólico inicial, pero favoreciendo, en teoría en menor grado, la reutilización y la reducción de costes en la futura repotenciación.

Si en un futuro, la evolución de los aerogeneradores no es tan significativa dimensionalmente, como cabe suponer según la propuesta de la normativa realizada y como también se observa en las previsiones obtenidas respecto el mercado eólico onshore español, se puede plantear que la reutilización de las cimentaciones puede tener mayor relevancia dada la mayor similitud dimensional entre las cimentaciones iniciales y las del parque repotenciado.

De la misma manera, si con el paso del tiempo, las plataformas aerogeneradoras predominantes en el mercado estabilizasen las potencias nominales ofrecidas, se debería aportar mayor consideración al momento de la compra de los aerogeneradores según sus prestaciones y madurez tecnológica.

Por tanto, si la repotenciación se prevé como necesaria bien por obsolescencia, física, operativa o funcional, o bien por mejora productiva y además, según se avance en el tiempo, se presupone que el salto de potencia nominal experimentado por los aerogeneradores será menor, cabe destacar la importancia que puede llegar a asumir la realización de una previsión para la reutilización de las cimentaciones y de la selección del aerogenerador en el momento y forma adecuados.

Capítulo 12

Planteamientos y directrices futuras de trabajo

Mediante el estudio elaborado, se faculta la posibilidad de realizar numerosos trabajos de análisis y abrir varias líneas de investigación. Pero, inicialmente, dada la estimación de valores según su evolución tecnológica que se ha realizado, cabe presentar como primera tarea, la mejora de los estudios realizados profundizando y precisando en su obtención.

Posteriormente se plantean ampliaciones, sobre lo referido durante el estudio, ampliando el campo de aplicación, para finalmente, concluir, con nuevos campos de aplicación donde podrían resultar interesantes las herramientas y la metodología propuesta.

A continuación se describen, algunos de los considerados como más interesantes:

1. Profundizando en el estudio desarrollado.

- Intentar precisar la extensión del periodo temporal denominado “turning point” buscando similitudes ofrecidas o experimentadas en otras regiones o por otras tecnologías.

- Correlacionar las zonas presentadas en las gráficas o ábacos del capítulo 7, con las clases aerogeneradoras de la IEC 61400-1.

Para ello se debe concretar o detallar con mayor detalle el margen de velocidad, del 50% de la potencia nominal, correspondiente a una clase determinada. Lo cual, ofrecería un ábaco más preciso al respecto de los márgenes de agrupación y de los saltos establecidos entre plataformas aerogeneradoras.

- Pixelar con mayor detalle el ábaco de la evolución de las plataformas aerogeneradoras, proponiendo una reducción del área de los píxeles.

De esta forma se incrementan las posibilidades ofrecidas a estudio en el análisis económico de repotenciación.

- Obtener la posible evolución del coeficiente de potencia eléctrico, c_{pe} , para reducir la posible zona de ubicación del aerogenerador.
- Detallar la repercusión del ciclo de vida tecnológico de los aerogeneradores con el correspondiente precio de venta en el mercado para su aplicación en los análisis previos.

2. Como ampliación del estudio desarrollado.

- Posibilitar la aplicación de la metodología a cualquier tipo de superficie, no limitándose a superficies lineales o rectangulares como se ha hecho en el presente estudio.
- Presentar la posibilidad de ampliar la superficie del parque eólico en una futura repotenciación.
- Realizar la planificación del diseño del parque eólico referido a otras infraestructuras, como las zanjas del conexionado eléctrico, u otro tipo de instalaciones o equipos, como los apoyos de la línea eléctrica o como el transformador de la subestación eléctrica.
- Detallar la repercusión que pueda llegar a tener la estimación de la fecha adecuada de repotenciación en otras variables como pudiera ser el adelanto de los tiempos administrativos.

- Realizar análisis de viabilidad económica, incluyendo las nuevas variables y variando los distintos parámetros económicos utilizados por los distintos autores, para concretar con mayor rigor su repercusión.
- Ampliar el espectro temporal del estudio de viabilidad tratando sucesivas repotenciaciones o el cálculo del número admisible de ellas para un determinado parque eólico.
- Realizar la planificación del diseño del parque eólico asociando los beneficios de la reutilización de las infraestructuras con otros estudios realizados donde la disposición de los equipos y conexiones se fundamenta en reducir las pérdidas eléctricas de la instalación [186].
- La posibilidad de ampliación de la vida útil de los aerogeneradores, podría abrir la posibilidad de un nuevo mercado de reutilización dentro de la misma repotenciación, es decir, repotenciar con aerogeneradores de segunda mano, lo cual, reduciría notablemente el coste de inversión.
- Englobar todo lo propuesto en un programa informático y que también pueda servir de soporte a otros programas existentes en el mercado.

Por ejemplo, proponer la inclusión de la metodología presentada en el programa, the Wind Atlas Analysis and Application Program, WAsP, que sirve para el conocimiento del rendimiento de los aerogeneradores de un parque eólico.

De esta forma, se obtendría mayor información en la búsqueda de la fecha adecuada de la repotenciación maximizando la reutilización de las infraestructuras pero a su vez garantizando el rendimiento de la instalación.

3. Aplicación de lo propuesto en nuevas líneas de actuación.

- Metodología aplicable a otros sistemas, tanto de generación eléctrica, como de otra índole y que permite avanzar en el desarrollo de la sostenibilidad.

La posible planificación previa puede ser aplicable a cualquier sistema que se encuentre, de alguna manera, asociado a los cambios evolutivos de las tecnologías, favoreciendo posibles antelaciones o reutilizaciones.

- Existen otros parámetros del parque eólico, además de los estudiados hasta ahora, que también experimentan líneas de tendencia en sus características técnicas. Estos parámetros tienen costes económicos de determinada magnitud y evolución, así como también pueden tener costes asociados referidos al impacto medioambiental, cuestión que se presenta interesante de considerar para fomentar, por parte del organismo correspondiente, una retribución a la reutilización.
- El órgano regulador podría participar de las herramientas de evolución propuestas para determinar la retribución necesaria para fomentar la repotenciación.

En función del horizonte presentado, con planteamiento normativo incluido, y en función de las ventajas ofrecidas por la repotenciación, plantear una retribución acorde con los objetivos establecidos.

Es más, los objetivos establecidos, también podrían considerarse en función de las previsiones comentadas en el presente estudio.

Observando estas propuestas se puede cuantificar la magnitud de los posibles trabajos a desarrollar.

Apéndice A

Base de datos de parques eólicos

La base de datos originaria con la que se comenzó el estudio de la evolución de la tecnología de los aerogeneradores fue aportada por la Asociación Empresarial Eólica, AEE [29] con la finalidad de ayudar en el desarrollo de la presente tesis doctoral.

Los datos de los que se dispuso inicialmente fueron los siguientes:

- Los anuarios de la AEE, desde 2004, de donde se pueden obtener, para algunos años, las potencias medias de los aerogeneradores instalados y el número de aerogeneradores instalados por año. La disponibilidad de estos anuarios es pública.
- Una base de datos de 1.018 parques eólicos y ampliaciones instalados en España entre los años (1989-2013) con un total de 20.261 torres aerogeneradoras y 22.961 MW instalados, desglosando para cada parque eólico los siguientes datos: año de instalación, lugar de ubicación, promotor, marca y modelo de aerogeneradores, número de aerogeneradores y potencia nominal de los aerogeneradores. Cabe destacar que no en todos los parques se define la totalidad de los datos, encontrándose la información más deficitaria aquélla referida a la marca y modelo de los aerogeneradores.

Cabe resaltar que la disponibilidad de esta base de datos es privada y la AEE la dispuso expresamente para la realización del presente estudio.

Al proceder a la preparación y clasificación de la base de datos original de la AEE de los parques eólicos se observaron varias disconformidades, las cuales, animaron a una comprobación y verificación de la información de los 1.018 parques eólicos y ampliaciones de los cuales se disponía.

Disconformidades encontradas en la base de datos de la AEE

Las principales disconformidades encontradas son las siguientes:

- Los anuarios no facilitan los mismos datos todos los años, es decir, hay años donde se tiene un determinado dato y otros años que no. Por ejemplo, hay anuarios que presentan el número de aerogeneradores instalados cada año y anuarios que no lo facilitan.

- Por otro lado, cuando en distintos anuarios se presentan datos referidos a la misma información, que en teoría deberían ser idénticos, se comprueba que aparecen datos distintos entre anuarios de distintos años.

Esto hace sospechar, cosa que llegados a los años 80 principios de los 90 se observa con mayor rigor, que la asociación AEE va actualizando los datos de los parques eólicos instalados año por año, manteniendo solamente los parques que se encuentran en funcionamiento, eliminando de la base de datos aquellos que o bien se desmantelan o bien se repotencian.

- Los anuarios de la AEE aparecen desde el año 2004, haciendo algunas referencias a años anteriores, pero las referencias son escasas.
- La AEE incluye el parque eólico en el año en el que se ha aprobado su instalación lo cual a veces no coincide con el año de puesta en marcha de la instalación.

- Para aquellos parques eólicos que se construyeron en varios años, la base de datos de la AEE sólo presenta los años en los cuales se realiza la construcción y conexión a red y el número total de aerogeneradores que constituyen el parque, pero no se especifica el número de aerogeneradores del parque en cada uno de los correspondientes años.
- Las parques eólicos repotenciados no reflejan los datos de sus primeras instalaciones.

Además, cuando un parque eólico es repotenciado parcialmente se considera como si la totalidad de los aerogeneradores que forman dicho parque estuvieran instalados en la fecha de la repotenciación.

- En algunos años se encuentran discrepancias entre la base de datos y los datos facilitados por el anuario, desconociendo la procedencia de las premisas utilizadas o si es por error de transcripción.
- Algunos parques eólicos no tienen definidos: el número, la tipología y la potencia nominal de los aerogeneradores.
- En la base de datos de la AEE se encuentran discrepancias entre la potencia total instalada del parque eólico y la suma de las potencias nominales de los aerogeneradores que constituyen dicho parque.
- En la misma base de datos no se desarrolla una premisa determinada con los aerogeneradores de potencia nominal limitada. Encontrándose, algunos parques eólicos donde se indica la limitación de potencia acontecida y otros parques donde se hace caso omiso de la limitación, indicando por defecto la potencia nominal del aerogenerador.
- Cuando en un parque eólico existen diversos tipos de aerogeneradores, la AEE sólo especifica el número total de ellos.
- La base de datos de la AEE comienza en el año 1989 cuando en los anuarios ya se habla de la existencia de aerogeneradores en años anteriores.
- Algunos parques eólicos poseen una potencia total instalada muy reducida que pueden afectar al valor de la media anual significativamente.

- Se incluyen aerogeneradores de instalaciones mar adentro, offshore, en las cuales, inicialmente, no se va a centrar el presente estudio doctoral.
- Se incluyen aerogeneradores de eje vertical, tipologías en las cuales, inicialmente, no se va a centrar el presente estudio doctoral

Procedimiento para la obtención de la nueva base de datos de parques eólicos a partir de la base de datos de la AEE

Habiendo encontrado tantas y diversas discrepancias en los datos originales aportados se decidió comprobar, modificar y ampliar la base de datos de los parques eólicos de la AEE. De tal forma que se obtenga una nueva base de datos preparada a partir de la base de datos original de la AEE.

Para ello se decide adoptar como primera y fundamental premisa de trabajo que todas las modificaciones, ampliaciones y aclaraciones que se realicen en la base de datos de la AEE, serán probadas mediante documentación lo suficientemente fehaciente, es decir, según documentación de los siguientes tipos:

- Documentación emitida por organismos oficiales, tipo: Boletín Oficial de Estado o Boletines Oficiales Autonómicos.
- Documentación emitida por asociaciones eólicas autonómicas.
- Empresas energéticas directamente relacionadas con el parque eólico. Por ejemplo, promotores o empresas encargadas de la gestión del citado parque.
- Documentos del tipo: tesis doctoral, artículo de revista de investigación, etc.

Y revistas del sector eólico que compartan datos e información con la AEE y asociaciones eólicas autonómicas.

Por otro lado, la revisión de la base de datos original de la AEE se realizará comenzando por el año 2013 y retrocediendo en el tiempo, puesto que los datos más recientes son más fidedignos dado que los posibles desmantelamientos y las primeras instalaciones de las repotenciaciones realizadas afectarán a los datos más recientes en menor medida.

El procedimiento a seguir para la obtención de la base de datos de parques eólicos seguirá los siguientes pasos descritos en el diagrama de bloques de la figura A.1.

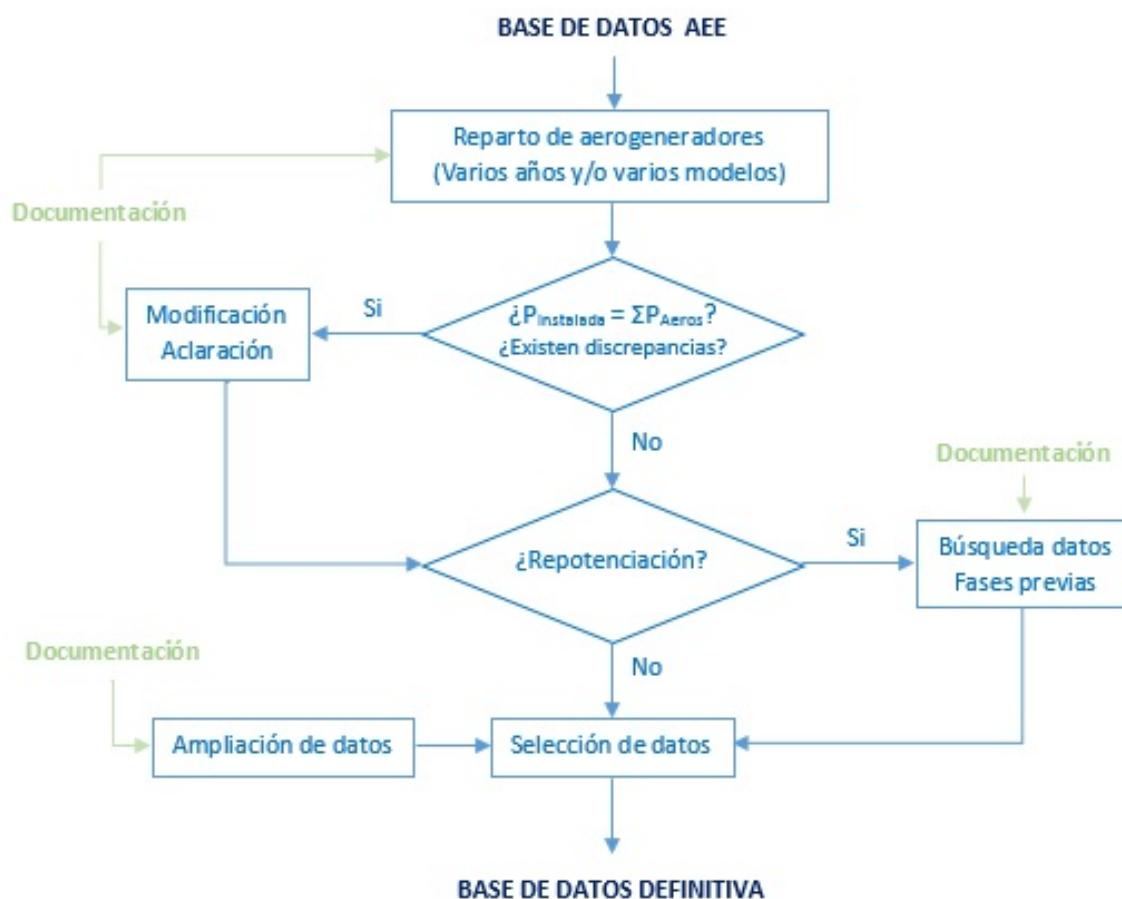


Figura A.1: Operativa para la obtención de la base de datos definitiva a partir de la base de datos de la AEE. En el diagrama de bloques la caja o rectángulo representa una decisión y el rombo una o varias acciones.

A continuación, se describen las premisas correspondientes a cada uno de los pasos definidos para la obtención de la base de datos definitiva.

1. ***Reparto de los aerogeneradores instalados en parques contruidos en varios años.***

Se decide realizar esta tarea como primer paso puesto que de esta manera, al no haber realizado ninguna modificación en la base original de la AEE, se pueden contrastar los datos que se vayan barajando entre las otras fuentes de la AEE, tipo anuarios y revistas.

Las premisas a seguir para este primer paso, son las siguientes:

- Respecto los años referenciados por la AEE en la instalación de los parques, se observa que la AEE contempla, en algunos casos, la instalación o inclusión del parque eólico en un determinado año una vez establecida su primera aceptación en documento oficial aun sin ser ésta la aceptación definitiva o instalación definitiva. Por tanto, se decide aceptar la presente, siempre y cuando, la diferencia sea del orden de 1 año, dado que lo que se gana en un año previsiblemente se pierde en el siguiente, ahora bien se colocarán en el año adecuado cuando se descubran discrepancias significativas, del orden de 2 años o superiores.
- En aquellas construcciones fraccionadas en varios años donde no existe constancia del reparto de torres y potencia en cada uno de los años, inicialmente cabe destacar que toda la documentación adquirida, en la búsqueda de datos para la realización con mayor rigor de la base de datos, confirma que todos los aerogeneradores se colocan en los años que vienen indicados en la base de datos de la AEE, es decir, si en la base de datos se pone 2008/2010, todos los aerogeneradores se colocan en esos dos años, nada en el año 2009.

Por tanto, siguiendo esta característica, se procederá como sigue:

- Inicialmente se comprueba si existe información fehaciente respecto a la construcción fraccionada del correspondiente

parque eólico.

- Posteriormente en caso de no disponer de la información necesaria se intenta determinar el reparto de torres, mediante los datos de la AEE facilitados por distintos medios, principalmente la base de datos de parques instalados y los anuarios, etc.
- Si no se puede realizar ninguno de los puntos anteriores, los aerogeneradores totales se reparten por igual en los años que figuran de conexión a la red eléctrica de la siguiente manera:
 - Siempre que sea posible se realiza un reparto equitativo en los años que figuren en la base de datos de la AEE.
 - Si existen restos en la división estos se situarán según parámetros constructivos. Según la empresa de energía eólica EDP Renováveis, S.A. [198], la duración de la construcción de un parque eólico comprende entre 6 y 12 meses dependiendo del tamaño de parque.

Por tanto, según fecha de inicio o finalización de la obra del parque el resto de la división se incluirá en el año cuya extensión haya sido más significativa.

2. ***Reparto de los aerogeneradores instalados en parques contruidos con varios tipos de aerogeneradores.***

Para aquellos parques eólicos formados por varios tipos de aerogeneradores se busca documentación que aporte información sobre el número de aerogeneradores de cada tipología que constituyen el parque.

En caso de no conseguir información, se cuadrará el reparto de aerogeneradores para que la suma de las respectivas potencias nominales coincida con la potencia total instalada del citado parque.

3. ***Revisión de datos parque a parque.***

Se revisarán los datos aportados por la AEE para cada parque eólico. También se compararán la potencia total instalada del parque y la suma total de las respectivas potencias nominales de los aerogeneradores que lo componen. Si al realizar estas comprobaciones existiera

alguna discrepancia, se realizarán las adecuadas investigaciones para la búsqueda de información fehaciente el parque eólico en cuestión.

Posteriormente, se actuará según la información obtenida realizando las aclaraciones y/o modificaciones necesarias.

Cuando la discrepancia encontrada responda a una limitación de potencia de los aerogeneradores no detallada en la base de datos se procederá a corregir los datos haciendo referencia a la potencia nominal limitada de los aerogeneradores.

Esta decisión obedece a que la limitación de la potencia de los aerogeneradores, habitualmente sucede por alguna de las razones siguientes:

- Principalmente por la existencia de significativas tardanzas administrativas entre la entrega del proyecto del parque eólico y la aceptación del mismo. Lo cual puede hacer que resulte interesante cambiar del tipo de aerogenerador por otra tipología más moderna y de mejores prestaciones pero respetando la potencia total instalada solicitada inicialmente. Razón que obliga a limitar la potencia nominal de todos o de alguno de los nuevos aerogeneradores¹. Motivo que para el estudio evolutivo de una tecnología, también representa una limitación administrativa.
- Por limitaciones de la potencia total instalada concebida en régimen especial²[10] o con derecho a retribución. Lo cual también puede entenderse como una limitación administrativa.

¹Como ejemplo se tiene, el parque eólico Loma de Ayala, Almería, que inicialmente se proyectó con 13 aerogeneradores de 1500 kW para una potencia total instalada de 19,5 MW según BOJA núm. 47, 10 de marzo 2006, pero posteriormente se construyó con aerogeneradores de 2100 kW pero con la potencia nominal limitada para cubrir los 19,5 MW, según BOE de 18 de junio 2008.

²El parque eólico La Cerradilla de Almería estaba proyectado en 2003 para 33 aerogeneradores de 1500 con 49,5 MW de potencia total instalada pero previamente a su construcción en 2007 se le concedió una modificación administrativa para cambiar los aerogeneradores a 25 de 2000 kW estando uno de ellos limitado a 1500 kW, según BOE núm. 148 jueves 22 de junio 2006. Lo cual muestra una limitación originada para cuadrar con la potencia concedida inicialmente y al mismo tiempo de valor límite (48,5 MW) para la consideración en régimen especial.

- Debido a limitaciones del propio sistema eléctrico a la hora de verter al sistema la energía eléctrica generada. Por tanto, se entiende que el aerogenerador adecuado para la zona geográfica a estudio es el de potencia limitada por limitaciones técnicas del sistema eléctrico.

4. *Ampliación de la base de datos.*

Paso, adoptado principalmente, para conocer los aerogeneradores que habiendo sido instalados previamente, ya no se encuentran en funcionamiento en el 2013 y por tanto, no existen en la base de datos original de la AEE.

- Se incluirán las fases de construcción anteriores a las conocidas repotenciaciones.
- Se reorganizarán las construcciones de los parques eólicos repotenciados. Para lo cual, se incluyen las torres aerogeneradoras que han formado o forman parte del citado parque eólico repotenciado en su correspondiente año de instalación y solamente con el número de torres afectadas, es decir, si existe un parque eólico repotenciado parcialmente, solamente se incluirán los aerogeneradores afectados en el correspondiente año de instalación.
- Se investigará para la obtención de datos referidos a parques eólicos desmantelados, con la posterior inclusión en la nueva base de datos.

5. *Selección de datos.*

Parte de los datos de la AEE y otros datos encontrados, según se desarrolla el trabajo de revisión, no serán considerados bajo las siguientes premisas:

- La nueva base de datos se centrará en la tecnología de eje horizontal no considerando aquellos de eje vertical.
- La nueva base de datos se centrará en los parques eólicos instalados tierra adentro, onshore, no considerando aquellos instalados en el mar, offshore.

- La nueva base de datos desestimarán los aerogeneradores considerados como tecnología minieólica [190], según la siguiente reglamentación:
 - Periodo 1996³-99 según la Norma IEC 61400-2 Original se considera minieólica la potencia inferior a 1 kW
 - Periodo 1999-06, según la Norma IEC 61400-2 Ed.1 donde se considera minieólica la potencia comprendida entre 0-10 kW
 - Desde 2006, según la Norma IEC 61400-2 Ed.2 y Ed.3 (2013) donde se considera minieólica la potencia comprendida entre 0-50 kW
 - Particularmente en España, desde 2011, según la Real Decreto 1699/2011 donde se considera minieólica la potencia menor de 100 kW

A.1. Modificaciones, aclaraciones y ampliaciones realizadas en la base de datos de la AEE

Para redactar todas las modificaciones, aclaraciones y ampliaciones realizadas en la bases de datos de la AEE debido a discrepancias encontradas o a instalaciones eólicas que no se encontraban citadas en dicha base de datos, se deben establecer una serie de directrices.

Como primera directriz se tiene que los repartos de torres, correspondientes a parques construidos en distintos años o con aerogeneradores de distintas potencias nominales, solamente se redactarán si el reparto se fundamenta en información fidedigna. Procediendo a su descripción individualizada y específica cuando la documentación aportada así lo requiera.

Por otro lado, para cada actuación detallada individualmente, se especi-

³El periodo anterior al 1996 no se encuentra definido por ninguna Normativa.

ficará la siguiente información: los años afectados por la actuación o los años involucrados en el caso de repotenciaciones e instalaciones fraccionadas, la tipología de actuación y el número de aerogeneradores afectados, indicando si hubiera aerogeneradores desmantelados a 2013, la discrepancia encontrada en la base de datos de la AEE, la información en la cual se basa la decisión final adoptada y en que consiste dicha decisión. Prescindiendo de alguna de ellas en caso de irrelevancia u obiedad según las premisas que se han citado con anterioridad.

Las terminologías utilizadas para describir las distintas tipologías de actuación, serán las siguientes:

- **Corrección:** cuando se corrigen datos de los facilitados por la AEE. Una corrección puede llevar asociada una inclusión, una exclusión o un traslado de aerogeneradores
- **Corrección de la datación:** cuando se corrigen los datos referidos al año de conexión a la red del parque eólico. Una corrección de la datación también puede llevar asociada una inclusión, una exclusión o un traslado de aerogeneradores
- **Corrección de datos:** cuando solamente se corrigen datos facilitados por la AEE. Una corrección de datos no puede llevar asociada una inclusión, una exclusión o un traslado de aerogeneradores. Ahora bien, si llevará asociado una variación de la potencia instalada o número de aerogeneradores afectados.
- **Aclaración:** cuando se aclara alguna discrepancia encontrada no existiendo necesidad de corrección
- **Aclaración con reparto de aerogeneradores:** cuando en parques eólicos que según la AEE son construidos en distintas fases y se aclaran las características de las respectivas fases de instalación

También se utilizará para describir el número de torres y su correspondiente potencia nominal cuando en el parque eólico existan tipologías de aerogeneradores con diversas potencias nominales

- **Exclusión:** cuando se excluyen datos facilitados por la AEE
- **Inclusión:** cuando se incluyen datos que no han sido facilitados por la AEE
- **Exclusión s/premisas:** cuando se excluyen datos acorde a las premisas de estudio establecidas anteriormente
- **Desmantelamiento, (D):** cuando parte o la totalidad de la instalación referenciada se encuentra repotenciada o desmantelada en la actualidad

También se detalla, que en la misma actuación pueden existir al mismo tiempo varias de las tipologías comentadas con anterioridad. Por ejemplo, un instalación eólica puede experimentar una “Corrección de datación con un traslado de aerogeneradores asociado” y al mismo tiempo experimentar una “Inclusión de aerogeneradores que en la actualidad se encuentran Desmantelados” y de la cual la AEE no hacía mención en la base de datos originaria.

Por último, comentar que las “*Correcciones de datos*” relativas a aerogeneradores con potencias nominales limitadas y aquellas “*Aclaraciones con reparto de aerogeneradores*” que no precisan información detallada en su resolución, se redactarán al final de la sección en tablas adjuntas.

A continuación se redactan las correspondientes modificaciones y ampliaciones realizadas en la bases de datos de la AEE.

- **2013, Exclusión de 1 aerogenerador s/premisas.** Se excluye el parque eólico offshore de Arinaga en Gran Canarias.
- **2012, Corrección con exclusión de 14 aerogeneradores.** Existe una discrepancia entre la potencia total instalada del parque eólico Barbers, Tarragona (30 MW) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores (24x3 MW= 72 MW). Se comprueba que sufrió las siguientes modificaciones, inicialmente iban a ser 24 aerogeneradores de 1300 kW, posteriormente 12 de 2500 kW y finalmente 10 de 3000 kW

según lo establecido en el DOC núm. 5903, 20 de junio 2011. Por tanto, se corrige el número de aerogeneradores contabilizando solamente 10 unidades.

- **2012, Exclusión de 1 aerogenerador.** Existe una discrepancia entre la potencia total instalada del parque eólico Cortijo de Guerra I, Ampliación, Cádiz (1,2 MW) y la potencia nominal del aerogenerador Vestas V90 (1,8 o 2 MW). Según el informe de infraestructuras energéticas, provincia Cádiz de 30 de junio de 2013, se observa la coincidencia entre la suma de las potencias de ambas fases de instalación con la suma de las potencias nominales de los aerogeneradores instalados, comprobando que la ampliación solamente trata de la autorización para verter la totalidad de la capacidad energética nominal de un aerogenerador que se encontraba inicialmente limitado. Por tanto, se excluye el aerogenerador correspondiente.
- **2012, Corrección con inclusión de 1 aerogenerador.** Existe una discrepancia entre la potencia total instalada del parque eólico Rodal, Palencia (4,5 MW) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores ($2 \times 2 \text{ MW} = 4 \text{ MW}$). Según BOCyL núm. 182, 22 de septiembre 2009, se comprueba que el parque eólico está formado por 3 aerogeneradores de 1500 kW de potencia nominal unitaria. Por tanto, se cuantifica 1 aerogenerador más y se corrige la potencia nominal (Tabla de correcciones de datos).
- **2011-12, Aclaración con reparto de 27 aerogeneradores.** Según la AEE, el parque eólico de Pucheruelo, Ávila, fue construido y conectado a red entre los años 2011 y 2012, pero no tiene definido el número de aerogeneradores instalados en cada uno de los años. Según la empresa promotora Enel Green Power al cierre de 2011 había instalados 16 aerogeneradores del parque Pucheruelo. Por tanto, 16 aerogeneradores se instalan en 2011 y los 11 restantes en 2012.
- **2011-12, Aclaración con reparto de 25 aerogeneradores.** Según la AEE, el parque eólico de Carondio y Muriellos, Asturias, fue construido en los años 2011 y 2012, pero no tiene definido el número de

aerogeneradores instalados en cada uno de los años. Según la empresa vinculada EDP Renováveis y FAEN, Fundación Asturiana de la Energía, en el año 2012 solamente se conectó 1 aerogenerador. Por tanto, se distribuyen 24 aerogeneradores en 2011 y 1 aerogenerador en 2012.

- **2011-12, Aclaración con reparto de 4 aerogeneradores.** Según la AEE, el parque eólico Plataforma Experimental de Cener, Alaiz, Navarra, fue construido en los años 2011 y 2012, pero no tiene definido el número de aerogeneradores instalados en cada uno de los años. Según el fabricante Gamesa (11/11/2011) los aerogeneradores de 2000 kW se instalaron en 2011. Según anuarios 2012 y 2013 de la AEE, el aerogenerador de 4500 kW se instaló en 2011 y el de 3000 kW en 2012. Por tanto, se distribuyen los 4 aerogeneradores según información encontrada.
- **2011-12, Aclaración con reparto de 25 aerogeneradores.** Según la AEE, el parque eólico de El Lanchal, Ávila, fue construido y conectado a red entre los años 2011 y 2012, pero no tiene definido el número de aerogeneradores instalados en cada uno de los años. Según la empresa promotora Enel Green Power al cierre de 2011 había instalados 22 aerogeneradores del parque El Lanchal. Por tanto, 22 aerogeneradores se instalan en 2011 y los 3 restantes en 2012.
- **2010-12, Aclaración.** En el parque eólico de Sant Antoni, Lleida, existe una discrepancia entre la potencia total instalada (48,2 MW) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores ($20 \times 2500 \text{ kW} = 50 \text{ MW}$). Según BOE núm. 144, 14 de junio 2010, la potencia total instalada del parque está limitada mediante relé a 48,2 MW. Por tanto, los datos son correctos.
- **2010-12, Aclaración con reparto de 20 aerogeneradores.** Según la AEE, el parque eólico de Sant Andoni, Lleida, fue construido y conectado a red entre los años 2010 y 2012, pero no tiene definido el número de aerogeneradores instalados en cada uno de los años. Según la empresa promotora Tarraco Eòlica Les Garrigues S.A., el parque se construyó en 2 fases correspondientes a los años 2010 y 2012, instalando

5 aerogeneradores Fuhlander FL2500 en la primera y 15 aerogeneradores Nordex N1000/2500 en la segunda. La anterior información coincide con la aportada según Energías renovables, núm. 567. Por tanto, se distribuyen según información.

- **2010, Exclusión de 12 aerogeneradores s/premisas.** La instalación eólica Tomas Jaén, La Gineta, Albacete, compuesta de 12 aerogeneradores de 0,01 kW no se tendrá en cuenta según las premisas establecidas en el estudio al no cumplir con la potencia mínima establecida para dicho año.
- **2010, Corrección de datos de 13 aerogeneradores.** Existe una discrepancia entre la potencia total instalada del parque eólico Cabeza Mesa, Ávila (29,6 MW) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores ($15 \times 1,8 \text{ MW} = 27 \text{ MW}$). Se comprueba según el BOCYL núm. 77, martes 22 de abril 2008, que el parque está compuesto por 2 aerogeneradores de 1800 kW y 13 de 2000 kW, lo que además cuadra con la potencia instalada. Por tanto, se corrige la potencia nominal de los 13 aerogeneradores.
- **2010, Corrección con exclusión de 22 aerogeneradores.** Existe una discrepancia entre la potencia instalada total de las dos fases del parque eólico Ventosa de Ducado, Soria ($18 + 26 = 44 \text{ MW}$) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores ($44 \times 2 \text{ MW} = 88 \text{ MW}$). Se comprueba según el BOCYL núm. 49, jueves 12 de marzo 2009, que el parque está compuesto por 22 aerogeneradores de 2300 kW en total. Por tanto, respetando la potencia de cada fase de construcción, se excluyen 22 aerogeneradores respetando la potencia nominal aportada por la AEE.
- **2010, Corrección con exclusión de 25 aerogeneradores.** Existe una discrepancia entre la potencia instalada total de las dos fases del parque eólico Cruz de Carrutero, Palencia ($10,9 \text{ MW} + 29,1 \text{ MW} = 40 \text{ MW}$) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores ($50 \times 1,67 \text{ MW} = 83,5 \text{ MW}$). Se comprueba según el BOCYL núm. 220, jueves 13

de noviembre 2008, que el parque está compuesto por un total de 25 aerogeneradores de 1670 kW. Por tanto y respetando las potencias instaladas de las distintas fases se cuantifican solamente 25 aerogeneradores distribuyéndolos según la potencia instalada de cada fase.

- **2010, Corrección con inclusión de 1 aerogenerador.** Existe una discrepancia entre la potencia instalada total de las dos fases del parque eólico Matabuey, Salamanca (16,2 MW) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores ($8 \times 1,8 \text{ MW} = 14,4 \text{ MW}$). Según el BOCYL núm. 39, martes 26 de febrero 2008, se comprueban las características técnicas de los aerogeneradores utilizados y cuadrando con la potencia total instalada se decide que el parque está compuesto por 9 aerogeneradores de 1800 KW. Por tanto, se cuantifica 1 aerogenerador más.
- **2009-12, Aclaración con reparto de 19 aerogeneradores.** Según la AEE, el parque eólico de Peña de Dios II, Valencia, fue construido en los años 2009 y 2012, pero no tiene definido el número de aerogeneradores instalados en cada uno de los años. Según el DOCV, resolución 30 de marzo de 2009, el parque inicialmente estaba proyectado con 12 aerogeneradores de 1500 kW pero se le añadió la primera alineación de 7 aerogeneradores, ya construidos en 2009 en la primera fase Peña de Dios I, para compartir la evacuación de energía eléctrica. Por tanto, se distribuyen 7 aerogeneradores en 2009 y 12 aerogeneradores en 2012.
- **2009-12, Aclaración con reparto de 21 aerogeneradores.** Según la AEE, el parque eólico de La Castellana, Cádiz, fue construido en los años 2009 y 2012, con 17 aerogeneradores de 2000 kW y 4 de 3000 kW, pero no tiene definido el reparto en cada uno de los años. Según Informe de infraestructuras energéticas de la provincia de Cádiz, 30 de junio 2013, la construcción se realizó en 2 fases de 33,52 y 12 MW. Se observa la coincidencia entre la suma de la potencia de cada tipología de aerogeneradores y la potencia instalada de cada fase. La anterior información coincide con la aportada según Energías renovables, núm. 556. Por tanto, se distribuyen 17 aerogeneradores de 2000 kW en 2009 y 4 aerogeneradores de 3000 kW en 2012.

- **2009-11, Aclaración con reparto de 15 aerogeneradores.** Según la AEE, el parque eólico de Conesa I, Tarragona, fue construido en los años 2009 y 2011, pero no tiene definido el número de aerogeneradores instalados en cada uno de los años. Según EolicCat, asociación de catalana de parques eólicos, “Parcs eòlics en funcionament a Catalunya (Març de 2010)” y Energías Renovables, núm. 556, figura el parque eólico de Conesa I con 14 aerogeneradores y conectado a red en agosto de 2009. Por tanto, se distribuyen 14 aerogeneradores en 2009 y 1 aerogenerador en 2011.
- **2009-02-13, Corrección de datos y datación, (D).**

Existe una discrepancia entre la potencia total instalada del parque eólico Ampliación de Páramo de Poza I, Burgos (0,875 MW) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores ($1 \times 1,67 \text{ MW} = 1,67 \text{ MW}$). Según información facilitada desde la Dirección General de Energía y Minas de la Junta de Castilla y León, el 14/4/2015, se dispone que el parque eólico de Páramo de Poza responde a la siguiente construcción (cita textual):

- Páramo de Poza I (2002): la instalación inicial estaba compuesta por 66 aerogeneradores de 750 kW (49.500 kW de potencia total instalada). La potencia nominal del Parque, inscrita en régimen especial es de 48.020 kW, estando limitada la exportación a esta potencia.
- Páramo de Poza II (2002): la instalación está compuesta por 67 aerogeneradores de 750 kW (50.250 kW de potencia total instalada). La potencia nominal del Parque, inscrita en régimen especial es de 48.740 kW, estando limitada la exportación a esta potencia.

Hay que resaltar que dichos parques se inscribieron bajo el RD 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración, siguiendo las indicaciones del Art. 3.1.e en lo referente a la determinación de la potencia nominal de los parques.

- Ampliación de Páramo de Poza I (2013): se sustituye un aerogenerador de 750 kW del PE Páramo de Poza I por otro de 1.670 kW, quedando la potencia total instalada en 50.420 kW. Sin embargo, la potencia nominal del parque sigue estando limitada a la anteriormente autorizada (48.020 kW).

La potencia de 892 kW que aparecen inscrita en el Registro de Instalaciones de Producción del Ministerio como otra inscripción del PE Páramo de Poza I, hace referencia a la parte proporcional de potencia nominal introducida por el nuevo aerogenerador de 1.670 kW, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 26 y en el artículo 51, punto 4, del RD 413/2014 y siguiendo el mismo criterio a la hora de determinar la potencia nominal.

Por tanto, se decide trasladar la Ampliación de Páramo de Poza I de 2009 a 2013, haciendo referencia al desmantelamiento de 1 aerogenerador de 750 kW.

Por otro lado, se corregirán la potencia total instalada del Páramo de Poza I y las potencias limitadas de todos los aerogeneradores en 2002 (Tabla de correcciones de datos).

- **2009, Corrección con inclusión de 3 aerogeneradores.** El parque eólico I+D+i Walga de Aragón tiene definida su potencia total instalada (0,635 MW) pero no tiene definido el número ni tipología de los aerogeneradores. Mediante contacto telefónico con el propio parque eólico se informa de que está compuesto por 1 Enercon de 330 kW, 1 Vestas de 225 kW y 1 Lagerwey LM 18/80 de 80 kW. Por tanto, se incluyen dichos aerogeneradores⁴.
- **2009, Corrección con exclusión de 2 aerogeneradores.** Existe una discrepancia entre la potencia total instalada del parque eólico Padúl, Salamanca (18 MW) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores (11x2 MW= 22 MW). Se comprueba según el BOJA

⁴Según premisas establecidas en 2009 un aerogenerador de 80 kW se considera de potencia superior a la potencia establecida como minieólica.

núm. 189, 25 de septiembre 2009 y las características técnicas del aerogenerador que el parque está compuesto por 9 aerogeneradores de 2000 KW. Por tanto, se cuantifican 2 aerogeneradores menos.

- **2008-09, Aclaración con reparto de 19 aerogeneradores.** Según la AEE, el parque eólico de Vieiro, Ourense, fue construido y conectado a red entre los años 2008 y 2009, pero no tiene definido el número de aerogeneradores instalados en cada uno de los años. Según la empresa promotora Iberdrola Renovables, el parque se construyó en 2 fases correspondientes a los años 2008 y 2009, instalando 14 aerogeneradores de 850 kW en la primera y 5 aerogeneradores (2 de 850 y 3 de 2000 kW) en la segunda. Por tanto, se distribuyen según información.
- **2008, Corrección con exclusión de 3 aerogeneradores.** Existe una discrepancia entre la potencia total instalada del parque eólico Cortijo de Guerra I, Cádiz (40,8 MW) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores ($17 \times 3 \text{ MW} = 51 \text{ MW}$). Según información del promotor Grupo Enhol se comprueba que el parque está compuesto por 14 aerogeneradores de 3000 kW. Por tanto, se cuantifican 3 aerogeneradores menos y se anota la limitación de potencia de 1 de los aerogeneradores (Tabla de corrección de datos).
- **2008, Inclusión de 1 aerogenerador.** Según las Estadísticas Energéticas del Gobierno de Canarias en 2008 se desarrolla la construcción del parque eólico de Seingo de Arinaga ubicado en Las Palmas de Gran Canarias de 100 kW de potencia instalada mediante la instalación de 1 aerogenerador Vestas de 100 kW. Por tanto, se incluye en la base de datos de la AEE en el 2008, el parque eólico de Seingo de las características anteriormente descritas.
- **2008, Corrección de la potencia instalada.** Existe una discrepancia entre la potencia total instalada del parque eólico Puerto de Málaga, Málaga (12 MW) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores ($6 \times 2 \text{ MW} + 1 \times 0,85 \text{ MW} = 12,85 \text{ MW}$). Se comprueba según el Informe de Infraestructuras energéticas de Málaga de 30 de septiembre

2014 que la potencia total instalada es de 12,85 MW. Por tanto, se corrige la potencia total instalada a 12,85 MW.

- **2008, Corrección con inclusión de 1 aerogenerador.** Existe una discrepancia entre la potencia total instalada del parque eólico Negredo, Burgos (18 MW) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores ($9 \times 1,8 \text{ MW} = 16,2 \text{ MW}$). Según el BOCYL núm. 121, viernes 23 de junio 2006 y cuadrando con la potencia total instalada se comprueba que el parque está compuesto por 10 aerogeneradores de 1800 kW. Por tanto, se cuantifica 1 aerogenerador más.
- **2008, Corrección con inclusión de 1 aerogenerador.** Existe una discrepancia entre la potencia total instalada del parque eólico La Calzada, Burgos (30,6 MW) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores ($16 \times 2 \text{ MW} = 32 \text{ MW}$). Según el BOCYL núm. 251, 30 de diciembre 2005, el parque está formado por 17 aerogeneradores de 1800 kW con una potencia total instalada de 30,6 MW. Por tanto, se cuantifica 1 aerogenerador más y se redefine la potencia nominal de los aerogeneradores (Tabla corrección de datos).
- **2008, Corrección con inclusión de 1 aerogenerador.** El parque eólico Lomito Ramírez, Canarias (0,33 MW) no tiene definidos ni el número, ni el tipo, ni el modelo de aerogeneradores. Según el Anuario Energético de Canarias 2013, el parque está formado por 1 aerogenerador de 330 kW con una potencia total instalada de 0,33 MW. Por tanto, se incluye 1 aerogenerador de 330 kW.
- **2008, Corrección con exclusión de 2 aerogeneradores.** Existe una discrepancia entre la potencia total instalada del parque eólico Mondoñedo, Lugo (48,4 MW) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores ($31 \times 1,67 \text{ MW} = 51,77 \text{ MW}$). Según el DOG núm. 232, 30 de noviembre 2007, el parque está formado por 29 aerogeneradores de 1670 kW con una potencia total instalada de 48,4 MW. Por tanto, se cuantifican 2 aerogeneradores menos.
- **2007, Correcciones con inclusión de 1 aerogenerador.** Existe una discrepancia entre la potencia total instalada del parque eólico El

Bancal, Tarifa, Cádiz (21 MW) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores ($10 \times 2 \text{ MW} = 20 \text{ MW}$). Se comprueba según el BOE núm. 92, martes 18 de abril 2006 y el BOP de Cádiz núm. 33, 19 de febrero 2015, que el citado parque está formado por 6 aerogeneradores de 2000 kW y 5 de 1800 kW. Por tanto, se incluye 1 aerogenerador más y se redefine la potencia nominal de los aerogeneradores (Tabla corrección de datos).

- **2007, Corrección con exclusión de 1 aerogenerador.** Existe una discrepancia entre la potencia total instalada del parque eólico Los Siglos, Tarifa, Cádiz (18 MW) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores ($10 \times 2 \text{ MW} = 20 \text{ MW}$). Según el BOE núm. 92, 18 de abril 2006, el parque está formado por 9 aerogeneradores de 2000 kW con una potencia total instalada de 18 MW. Por tanto, se cuantifica 1 aerogenerador menos.
- **2007, Corrección con exclusión de 3 aerogeneradores.** Existe una discrepancia entre la potencia total instalada del parque eólico Zorreras, Cádiz (32 MW) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores ($19 \times 2 \text{ MW} = 38 \text{ MW}$). Se comprueba según el BOPA núm. 800 de 21 de enero 2008 que la potencia total instalada son 32 MW y además, según Iberdrola, el parque está compuesto por 16 aerogeneradores. Por tanto, se cuantifican 32 MW de potencia total instalada con solamente 16 aerogeneradores de 2000 kW.
- **2007, Corrección de datos con inclusión de 2 aerogeneradores.** Existe una discrepancia entre la potencia total instalada del parque eólico Dólar I, Granada (49,5 MW) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores ($25 \times 2 \text{ MW} = 50 \text{ MW}$). Se comprueba según el BOE núm. 302 martes 19 de diciembre 2006, que el parque está compuesto por 18 aerogeneradores de 2000 kW y 9 de 1500 kW. Por tanto, se cuantifican 2 aerogeneradores más y se redefine la potencia nominal de los aerogeneradores (Tabla corrección de datos).
- **2007, Corrección de la potencia instalada.** Existe una discrepancia entre la potencia total instalada del parque eólico Cerro de la Oliva,

Toledo (9 MW) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores ($5 \times 2 \text{ MW} = 10 \text{ MW}$). Se comprueba según el DOCM núm. 46, 1 de marzo 2006, que la potencia total instalada es de 10 MW. Por tanto, se corrige la potencia total instalada a 10 MW.

- **2007, Corrección con inclusión de 1 aerogenerador.** Según la AEE, el parque eólico Centro de Control Canarias, AENA, Las Palmas, Canarias tiene una potencia total instalada de 0,66 MW pero no tiene definidos ni el número, ni el tipo, ni el modelo de aerogeneradores. Según información del propio aeropuerto, se establece que el parque eólico Centro de Control Canarias posee un único aerogenerador AE-46 de 660 kW de la marca Gamesa. Por tanto, se procede a la inclusión de los datos correspondientes.
- **2007, Corrección con exclusión de 5 aerogeneradores.** Existe una discrepancia entre la potencia total instalada del parque eólico El Carril, Burgos (18 MW) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores ($14 \times 2 \text{ MW} = 28 \text{ MW}$). Se comprueba según el BOCYL de 11 de diciembre 2006 y el BOCYL núm. 189, jueves 27 de septiembre 2007, que el parque está compuesto por 9 aerogeneradores de 2000 kW. Por tanto, solamente se cuantifican 9 aerogeneradores.
- **2007, Corrección de la potencia instalada.** Existe una discrepancia entre la potencia total instalada del parque eólico Puerto Escandón, Teruel (25 MW) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores ($13 \times 2 \text{ MW} = 26 \text{ MW}$). Se comprueba según el BOA núm. 37, 30 de marzo de 2007, que la potencia total instalada es de 26 MW. Por tanto, se corrige la potencia total instalada a 26 MW.
- **2007-08, Corrección con exclusión de 6 aerogeneradores.** Existe una discrepancia entre la potencia total instalada del parque eólico Bureba, Burgos (12 MW) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores ($12 \times 2 \text{ MW} = 24 \text{ MW}$). Se comprueba según el BOCYL núm. 212, viernes 3 de noviembre 2006, que el parque está compuesto por 6 aerogeneradores de 2000 kW. Por tanto, se cuantifican 3 aerogeneradores cada año cuantificando 3 menos en cada uno de los correspondientes

años.

- **2006, Exclusión de 27 aerogeneradores s/premisas.** El ayuntamiento de Campos, Baleares, tiene instalados 27 aerogeneradores de potencia menor a 15 kW en distintas ubicaciones por tanto, dichos aerogeneradores no se tendrán en cuenta según las premisas establecidas en el estudio al no cumplir con la potencia mínima establecida para dicho año.
- **2006, Corrección de datos de 7 aerogeneradores.** Existe una discrepancia entre la potencia total instalada del parque eólico La Lastra, Burgos (11,69 MW) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores ($7 \times 1,6 \text{ MW} = 11,2 \text{ MW}$). Se comprueba, según el BOCYL núm. 79, miércoles 28 de abril 2004, según la información técnica del aerogenerador y cuadrando la potencia total instalada que son aerogeneradores de 1670 kW. Por tanto, se cambia la potencia nominal de los 7 aerogeneradores a 1670 kW.
- **2006, Aclaración.** En el parque eólico de El Perul, Burgos, existe una discrepancia entre la potencia nominal del modelo del aerogenerador (ECO 74 de 1670 kW) y la potencia nominal definida por la AEE (1600 kW). Se comprueba según el B.O.C. y L. núm. 140, lunes 22 de julio 2002, que los aerogeneradores ECO-74 están limitados a 1600 kW. Por tanto, los datos son correctos.
- **2005-06, Aclaración con reparto de 15 aerogeneradores.** Según la AEE, el parque eólico de Escalón, Guadalajara, fue construido y conectado a red entre los años 2005 y 2006, pero no tiene definido el número de aerogeneradores instalados en cada uno de los años. Según la empresa promotora Iberdrola Energías Renovables (18/5/2006 y 1/8/2006), el parque se construyó en 2 fases correspondientes a los años 2005 y 2006, instalando aerogeneradores de 2000 kW, 8 en 2005 y 7 en 2006. Por tanto, se distribuyen según información.
- **2005-06, Aclaración con reparto de 19 aerogeneradores.** Según la AEE, el parque eólico de Luzón Norte, Guadalajara, fue construido

y conectado a red entre los años 2005 y 2006, pero no tiene definido el número de aerogeneradores instalados en cada uno de los años. Según la empresa promotora Iberdrola Energías Renovables (18/5/2006 y 1/8/2006), el parque se construyó en 2 fases correspondientes a los años 2005 y 2006, instalando aerogeneradores de 2000 kW, 9 en 2005 y 10 en 2006. Por tanto, se distribuyen según información.

- **2005-06, Aclaración con reparto de 50 aerogeneradores.** Según la AEE, el parque eólico de Urbel del Castillo, Burgos, fue construido y conectado a red entre los años 2005 y 2006, pero no tiene definido el número de aerogeneradores instalados en cada uno de los años. Según la empresa promotora Iberdrola Energías Renovables (30/4/2006 y 1/8/2006), el parque se construyó en 2 fases correspondientes a los años 2005 y 2006, instalando aerogeneradores de 2000 kW, 19 en 2005 y 6 en 2006. Por tanto, se distribuyen según información.
- **2005, Exclusión de 18 aerogeneradores s/premisas.** El ayuntamiento de Campos, Baleares, tiene instalados 18 aerogeneradores de potencia menor a 15 kW en distintas ubicaciones, por tanto, dichos aerogeneradores no se tendrán en cuenta según las premisas establecidas en el estudio al no cumplir con la potencia mínima establecida para dicho año.
- **2005, Inclusión de 1 aerogenerador.** Según las Estadísticas Energéticas del Gobierno de Canarias en 2005 se desarrolla la construcción del parque eólico de PESBAN de Arinaga ubicado en Las Palmas de Gran Canarias de 800 kW de potencia total instalada mediante la instalación de 1 aerogenerador Gamesa de 850 kW limitado. Por tanto, se incluye en la base de datos de la AEE en el 2005, el parque eólico de PESBAN de las características anteriormente descritas.
- **2005, Corrección de datos de 22 aerogeneradores.** Existe una discrepancia entre la potencia total instalada del parque eólico La Peña, Merindad Valdeporres y Merindad Sotoscueva, Burgos (33 MW) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores ($22 \times 1,65 \text{ MW} = 36,3 \text{ MW}$). Según información de la Asociación de Parques Eólicos de

Castilla y León, APECYL, según la información técnica del aerogenerador y cuadrando la potencia total instalada se comprueba que son 22 aerogeneradores de la marca Vestas y del modelo NM72C de 1500 kW. Por tanto, se cambia la potencia nominal de los 22 aerogeneradores a 1500 kW (Tabla corrección de datos).

- **2005, Corrección con inclusión de 1 aerogenerador.** Existe una discrepancia entre la potencia total instalada del parque eólico Serra do Burgo Ampliación, Ourense (11,9 MW) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores ($13 \times 0,85 \text{ MW} = 11,05 \text{ MW}$). Se comprueba, según el BOG núm. 214 L, miércoles 3 de noviembre 2004, que el parque está compuesto por 14 aerogeneradores. Por tanto, se incluye 1 aerogenerador más.
- **2005, Corrección de datos y de la potencia instalada.** Existe una discrepancia entre la potencia total instalada del parque eólico La Chantada, Lugo y Pontevedra (50 MW) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores ($30 \times 1,670 \text{ MW} = 50,1 \text{ MW}$). Según la CNE, Informe del Sector Eléctrico 2007 y el Instituto Enerxético de Galicia, INEGA, el citado parque eólico tiene una potencia total instalada de 48 MW con 30 aerogeneradores limitados a 1600. Por tanto, se corrige la potencia total instalada y se redefine la potencia nominal de los aerogeneradores (Tabla corrección de datos).
- **2004-01, Correcciones de datos y de la datación con traslado de 6 aerogeneradores.** En 2004 existe una discrepancia entre la potencia total instalada del parque eólico Punta Teno, Tenerife (1,8 MW) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores ($6 \times 0,33 \text{ MW} = 1,98 \text{ MW}$). Se comprueba según las Estadísticas Energéticas 2006 del Gobierno de Canarias y con número de registro RE-01/056, que el citado parque se construye en el año 2001 y que los aerogeneradores se encuentran limitados a 300 kW. Por tanto: se traslada de 2004 a 2001 el parque eólico Punta Teno de características descritas anteriormente con los aerogeneradores MADE limitados a 300 kW (Tabla corrección de datos).

- **2004, Exclusión de 9 aerogeneradores s/premisas.** La instalación eólica Universidad de Murcia compuesta de 9 aerogeneradores de 5 kW no se tendrá en cuenta según las premisas establecidas en el estudio al no cumplir con la potencia mínima establecida para dicho año.
- **2004, Corrección de datos de 7 aerogeneradores.** Existe una discrepancia entre la potencia total instalada del parque eólico Requeixo, A Coruña (10,5 MW) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores ($7 \times 1,67 \text{ MW} = 11,69 \text{ MW}$). Se comprueba, según las fuentes documentales siguientes: el artículo, “Nuevo parque eólico en La Coruña con turbinas de Ecotecnía de 1.5 MW” CV: Revista internacional de energía y medio ambiente, Año nº 8, Nº 81, 2004 , págs. 44-47, el DOG núm. 165, miércoles 27 de agosto 2003 y la relación de instalaciones aportada por Ecotecnía, que los 7 aerogeneradores ECO-74 están limitados a 1500 kW sumando una potencia total instalada de 10,5 MW. Por tanto, se cambia la potencia nominal de los 7 aerogeneradores a 1500 kW (Tabla corrección de datos).
- **2003-05, Corrección de la datación con exclusión e inclusión de 17 y 12 aerogeneradores respectivamente.** En 2003 existe una discrepancia entre la potencia total instalada de la primera fase del parque eólico Cantalojas, Guadalajara (18 MW-2003) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores ($17 \times 0,85 \text{ MW} = 14,45 \text{ MW}$). Se comprueba según el DOCM núm. 169, 14 de septiembre 2004, que la totalidad del parque tiene 12 aerogeneradores de 2000 kW. Además, según Gamesa “List of Wind farm erected by Gamesa Eólica” a diciembre de 2004 figura el parque en construcción. Por tanto, se cambia la potencia nominal de los aerogeneradores a 2000 kW, se excluye el parque de Cantalojas del 2003 y se ubica en su totalidad en el 2005 formado por 12 aerogeneradores de 2 MW.
- **2003, Corrección con inclusión de 20 aerogeneradores.** Existe una discrepancia entre la potencia total instalada de la primera fase del parque eólico Pedregal Tremuzo I, Guadalajara (30,6 MW) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores ($16 \times 0,85 \text{ MW} =$

13,6 MW). Se comprueba según el DOG núm. 49, viernes 8 de marzo 2002 y el DOG núm. 192, viernes 4 de octubre 2002, que el parque está compuesto por 36 aerogeneradores de 850 kW para una potencia total instalada 30,6 MW. Por tanto se incluyen 20 aerogeneradores.

- **2003-05, Corrección de la datación con traslado de 7 aerogeneradores.** En 2003 no existe constancia de la conexión a red del parque eólico Pedregal Tremuzo II, A Coruña. Se comprueba la existencia de la ampliación del parque eólico Pedregal Tremuzo I con 7 aerogeneradores de 2000 kW y una potencia total instalada de 14 MW según el DOG núm. 201, 16 de octubre 2003, y el DOG núm. 194, 5 octubre de 2004. Por otro lado se aprueba su instalación, bajo estas características técnicas, en el DOG núm. 67, 8 de abril 2005. Por tanto, se desestima la ampliación de dicho parque en 2003 y se traslada dicha ampliación a 2005.
- **2002, Corrección de datos de 36 aerogeneradores.** Existe una discrepancia entre la potencia total instalada del parque eólico Sierra de la Virgen, Zaragoza (28,8 MW) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores ($36 \times 0,85 \text{ MW} = 30,6 \text{ MW}$). Se comprueba mediante información del fabricante que el aerogenerador AE-59 es de 800 kW de potencia nominal. Por tanto, se cambia la potencia nominal de los 36 aerogeneradores a 800 kW (Tabla corrección de datos).
- **2002-12, Corrección de datos, Aclaración con reparto de 9 aerogeneradores e Inclusión de 3 aerogeneradores de la instalación anterior a Repotenciar, (D).** Según la AEE el parque de Arinaga, Aguimes, Las Palmas, fue inaugurado en 2002 experimentando una repotenciación en 2012. La AEE solamente tiene definidos el número de aerogeneradores operativos a 2012, $((7 \times 0,66 \text{ MW}) + (1 \times 0,3 \text{ MW}) + (1 \times 2,3 \text{ MW})) = 7,22 \text{ MW}$, y la potencia total instalada de 6,92 MW. Datos en los que se puede observar una discrepancia entre los valores de las potencias totales.

Según BOC 256 martes de diciembre de 2008 y Anuario de Canarias 2013, se realizaron una puesta en marcha en 2002 y una repotenciación

en 2012, donde se pasó de una potencia inicial de 6180 a 6920 kW, cambiando 2 aerogeneradores de Gamesa (AE-30 de 300 kW y un AE-46 de 660 kW) por uno de Enercon (E-70 de 2300 kW limitado a 2000 kW). Por tanto, en 2012 sólo se considera el aerogenerador de 2300 kW, limitado a 2000 kW (Tabla corrección de datos) y en 2002, aparte del resto de la instalación, también se hace mención de los 3 aerogeneradores que actualmente están desmantelados.

- **2001, Corrección con exclusión de 28 aerogeneradores.** Existe una discrepancia entre la potencia total instalada del parque eólico Aguallal, Zamora (11,88 MW) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores $((18 \times 0,66 \text{ MW}) + (27 \times 0,85 \text{ MW}) + (1 \times 2 \text{ MW})) = 36,83 \text{ MW}$. Se comprueba según la Base de datos de productores en régimen especial de la Dirección General de Política Energética y Minas, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, que se el citado parque se realiza en dos fases, una primera instalación de 11,88 MW compuesta de 18 aerogeneradores de 660 kW en 2001 y una segunda instalación de 24,95 MW compuesta de 27 aerogeneradores de 850 kW y 1 aerogenerador de 2 MW en 2003.

La AEE tiene presente en el 2001 la potencia instalada correcta de 11,88 MW de la primera instalación pero considerando todos los aerogeneradores de las dos fases en el citado año repitiéndolos en la segunda fase del 2002. Por tanto, se corrigen los datos⁵, según documentación aportada, eliminando los 28 aerogeneradores contabilizados por duplicado en la primera fase de instalación.

- **2001, Aclaración con reparto de 24 aerogeneradores.** En el parque eólico experimental de Sotavento, La Coruña-Lugo, existen diversos tipos de aerogeneradores pero no están descritos el número y potencia nominal de cada uno de ellos. Se comprueba según el propio parque experimental que la composición del parque está formada por los siguientes aerogeneradores: 4 Siemens MKIV de 600 kW, 4 ECO 44/640

⁵El traslado de los aerogeneradores del 2002 al 2003 no se contabiliza dentro de las correcciones al ser de solamente un año y estar dentro del periodo establecido como asumible en las premisas.

de 640 kW, 4 G47 de 660 kW, 4 MADE AE-46 de 660 kW, 4 NM48 de 750 kW, 1 MADE AE-52 de 800, 1 NM52/900 de 900 kW, 1 Siemens de 1300 kW y 1 MADE AE-61 de 1320 kW, sumando todos ellos un total de 17,56 MW. Por tanto, se describe correctamente la composición del parque.

- **2001, Corrección con exclusión de 35 aerogeneradores.** Existe una discrepancia entre la potencia total instalada del parque eólico Gamoneda, Zamora (19,8 MW) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores $((30 \times 0,66 \text{ MW}) + (35 \times 0,85 \text{ MW})) = 49,55 \text{ MW}$. Se comprueba según la Base de datos de productores en régimen especial de la Dirección General de Política Energética y Minas, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, que se realiza el parque en dos fases. Una primera instalación de 19,8 MW compuesta por 30 aerogeneradores de 660 kW en 2001 y una segunda instalación de 29,75 MW compuesta por 35 aerogeneradores de 850 kW en 2002 (la cual figura en la base de datos de la AEE). Por tanto, se corrige según documentación eliminando los 35 aerogeneradores contabilizados por duplicado en la primera fase de la instalación.
- **2001-03, Aclaración con reparto de 28 aerogeneradores.** Según la AEE, el parque eólico Refanchón, Lugo, fue construido en varias fases, pero no tiene definido el número de aerogeneradores instalados en cada una de las fases de instalación. Se comprueba según la Base de datos de productores en régimen especial de la Dirección General de Política Energética y Minas, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, que el parque se realiza en dos fases. Una primera instalación de 21 aerogeneradores de 750 kW en 2001 y una segunda instalación de 7 aerogeneradores de 750 kW en 2003. Por tanto, se reparte según documentación aportada.
- **2000, Corrección de datos.** Según la AEE, el parque eólico de Sierra Selva I ubicado en Zaragoza y Navarra tiene una potencia total instalada de 18,15 MW y 14,85 MW con 27,5 y 22,5 aerogeneradores respectivamente. Según La Dirección General de Política Energética

y Minas, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio el parque está registrado con una potencia instalada total de 33 MW. Según La Dirección General de Energía y Minas, Departamento de Industria, Comercio y Desarrollo, DGA, Gobierno de Aragón (Parques eólicos 2002) este parque está ubicado en Zaragoza y Navarra con 17,82 MW y 15,18 MW con 27 y 23 aerogeneradores respectivamente. Por tanto, se corrige adecuadamente el número de aerogeneradores por cada parque eólico.

- **2000, Corrección con exclusión de 12 aerogeneradores.** Existe una discrepancia entre la potencia total instalada del parque eólico Cerro de Burgos, Burgos (19,8 MW) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores $((30 \times 0,66 \text{ MW}) + (12 \times 0,85 \text{ MW})) = 30 \text{ MW}$. Se comprueba según la Base de datos de productores en régimen especial de la Dirección General de Política Energética y Minas, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, que el citado parque se realiza en dos fases de instalación. Una primera instalación de 19,8 MW compuesta por 30 aerogeneradores de 660 kW en 2000 y una segunda instalación de 10,2 MW compuesta por 12 aerogeneradores de 850 kW en 2002 (la cual figura en la base de datos de la AEE). Por tanto, se corrige según documentación eliminando los 12 aerogeneradores contabilizados por duplicado en la primera fase de la instalación.
- **2000, Corrección con inclusión de 1 aerogenerador.** Existe una discrepancia entre la potencia total instalada del parque eólico La Cabrera II, Valencia (14,45 MW) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores $(16 \times 0,85 \text{ MW}) = 13,6 \text{ MW}$. Se comprueba según el listado de instalaciones efectuadas por Gamesa que la instalación consta de 17 aerogeneradores. Por tanto, se cuantifica 1 aerogenerador más.
- **1999-01, Corrección con traslado de 38 aerogeneradores.** El parque eólico la Serreta y su ampliación, Zaragoza, vienen indicados en el mismo año 1999. Según La Dirección General de Energía y Minas, Departamento de Industria, Comercio y Desarrollo, DGA, Gobierno de Aragón (Parques eólicos 2002) este parque se realizó en dos fases.

Una primera instalación en el año 1999 de 24,42 MW compuesta por 37 aerogeneradores de 660 kW y una segunda instalación en 2001 de 25,08 MW compuesta por 38 aerogeneradores de 660 kW. Por tanto, se redistribuye según documentación trasladando 38 aerogeneradores a 2001.

- **1999-03, Corrección de la datación con exclusión e inclusión de 6 y 3 aerogeneradores respectivamente.** En 1999 existe una discrepancia entre la potencia total instalada del parque eólico Manchas Blancas, Tenerife (1,8 MW) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores ($6 \times 0,225 \text{ MW} = 1,35 \text{ MW}$). Se comprueba según las Estadísticas Energéticas 2006 del Gobierno de Canarias y confirmado por el Registro de Instalaciones número RE-02/071 que el parque se realizó en el año 2003 y estaba formado por 3 aerogeneradores de 600 kW. Por tanto: se excluye del año 1999 y se incluye en el 2003 con 1,8 MW de potencia total instalada y 3 aerogeneradores de 600 kW.
- **1999, Corrección con exclusión de 6 aerogeneradores.** En 1999 existe una discrepancia entre la potencia total instalada del parque eólico Canto de Burgos, Tenerife (15,18 MW) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores ($((23 \times 0,66 \text{ MW}) + (6 \times 0,85 \text{ MW})) = 20,28 \text{ MW}$). Se comprueba según la Base de datos de productores en régimen especial de la Dirección General de Política Energética y Minas, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, que la instalación del parque se realiza en dos fases. Una primera instalación de 15,18 MW compuesta por 23 aerogeneradores de 660 kW en 1999 y una segunda instalación de 5,1 MW compuesta por 6 aerogeneradores de 850 kW en 2002.

La AEE tiene presente en 1999 la potencia correcta de 15,18 MW de la primera instalación pero considera todos los aerogeneradores de las dos fases en el citado año repitiendo en el 2001⁶ los de la segunda fase. Por tanto, se excluyen los 6 aerogeneradores de 850 kW de 1999.

⁶El traslado de los aerogeneradores de 2001 a 2002 no se contabiliza dentro de las correcciones al ser de solamente un año y estar dentro del periodo establecido como asumible en las premisas.

- **1999, Corrección con exclusión de 21 aerogeneradores.** Existe una discrepancia entre la potencia total instalada del parque eólico Peña Alta, Burgos (13,2 MW) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores $((34 \times 0,66 \text{ MW}) + (7 \times 0,85 \text{ MW})) = 28,39 \text{ MW}$. Se comprueba según información de AGENBUR, Agencia Provincial de la Energía en Burgos, corroborado por Gamesa y La Base de datos de productores en régimen especial de la Dirección General de Política Energética y Minas, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, que existen 4 parques eólicos según las siguientes denominaciones:
 - Las Mazorras (La torada) de 9,24 MW compuesto por 14 aerogeneradores de 660 kW
 - Las Mazorras (Peña Alta) de 13,2 MW compuesto por 20 aerogeneradores de 660 kW
 - Las Mazorras (Ampliación La Torada) de 2,55 MW compuesto por 3 aerogeneradores de 850 kW
 - Las Mazorras (Ampliación de Peña Alta) de 3,4 MW compuesto por 4 aerogeneradores de 850 kW

La AEE tiene presente en 1999 los parques de La Torada de 9,24 MW y Peña Alta con 13,2 MW y en 2001 las respectivas ampliaciones de 2,55 MW y 3,4 MW de potencia instalada. Pero el error radica en considerar el parque de Peña Alta de 1999 formado por 34 aerogeneradores de 660 kW y 7 de 850 kW, es decir el total de los cuatro parques. Por tanto, se excluyen los 14 aerogeneradores de 660 kW y 7 de 850 kW del parque de Peña Alta de 1999, incluidos por duplicado, porque también figuran en los adecuados parques y correctos años.

- **1999, Corrección con inclusión de 2 aerogeneradores.** Existe una discrepancia entre la potencia total instalada del parque eólico Barbanza II, La Coruña (9,24 MW) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores $(26 \times 0,33 \text{ MW}) = 8,58 \text{ MW}$. Se comprueba según la Base de datos de productores en régimen especial de la Dirección General de Política Energética y Minas, del Ministerio de Industria,

Turismo y Comercio que la potencia total instalada es de 9,24 MW formada por 28 aerogeneradores de 330 kW. Por tanto, se incluyen 2 aerogeneradores más.

- **1999, Inclusión de 2 aerogeneradores.** Según las Estadísticas Energéticas del Gobierno de Canarias y el ITC en su informe “Plan de acción insular para la sostenibilidad energética, Isla de Gran Canaria (2012-2020)” en 1999 se desarrolla la ampliación del parque eólico de Tenefé de 455 kW mediante la instalación de 2 aerogeneradores VESTAS de 230 y 225 kW respectivamente. Por tanto, se incluye en la base de datos de la AEE en el 1999, la ampliación del parque eólico de Tenefé de las características anteriormente descritas. En 2013 no existe constancia de su desmantelamiento o substitución.
- **1998, Corrección con inclusión de 2 aerogeneradores.** El parque eólico Centro Investigación de la Energía (ITC-ENERCON) de Canarias de potencia total instalada de 0,915 MW no tiene definidos ni el número, ni el tipo, ni el modelo de aerogeneradores. Según la Estadística Energética del Gobierno de Canarias 2000, los 0,915 MW corresponden a los parques del ITC de Tenefé y la Ampliación de Tenefé de 0,46 y 0,455 MW respectivamente. Por tanto, ya incluida la ampliación en su año correspondiente, se corrigen los datos del parque eólico Centro Investigación de la Energía (ITC-ENERCON) también llamado de Tenefé, con una potencia instalada de 0,46 MW incluyendo 2 aerogeneradores de 230 kW.
- **1998-02, Corrección con exclusión e inclusión de 3 y 4 aerogeneradores respectivamente.** En 1998 existe una discrepancia entre la potencia total instalada del parque eólico Artes Gráficas del Atlántico, AGA, Las Palmas (0,9 MW) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores ($3 \times 0,15 \text{ MW} = 0,45 \text{ MW}$). Según la Declaración Medioambiental 2006 de AGA, los aerogeneradores que posee son cuatro de 225 kW, cuadrando con la potencia presentada por la AEE. Según ACSA, Aerogeneradores Canarios, S.A., la instalación se realiza en dos fases de idénticas características en 1998 y 2002. Por tanto, los 4

aerogeneradores se reparten en dos fases de instalación idénticas entre los años 1998 y 2002 de 2 aerogeneradores de 225 kW cada una.

- **1998, Corrección con inclusión de 11 aerogeneradores.** Según la AEE, el parque eólico Parque Enercon del ITER de Tenerife de potencia total instalada de 5,5 MW no tiene definidos ni el número, ni el tipo, ni el modelo de aerogeneradores. Según el Instituto Tecnológico y de las Energías Renovables ITER, el parque ubicado en sus instalaciones está compuesto por 11 aerogeneradores ENERCON E-40 de 500 kW con una potencia total instalada de 5,5 MW. Por tanto, se incluyen 11 aerogeneradores según documentación aportada.
- **1998-01, Correcciones de datos y de la datación con traslado de 18 aerogeneradores.** En 1998 existe una discrepancia entre la potencia total instalada del parque eólico Finca del Mogán (posteriormente denominado Arico), Tenerife (16,5 MW) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores ($53 \times 0,33 \text{ MW} = 17,49 \text{ MW}$). Según la Base de datos de productores en régimen especial de la Dirección General de Política Energética y Minas, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio con RE-98/032 el parque eólico tiene un total de 16,5 MW instalados. Según el BOC núm. 125, 15 de septiembre 1999, se obtiene información de que este parque eólico se realiza en dos fases de instalación perteneciendo una de ellas al año 2000. Según, Estadísticas Energéticas 2000 y 2003 del Gobierno de Canarias y confirmado por el Registro de Instalaciones número RE-98/032, el parque eólico también se realizó en dos fases de instalación de 10,5 y 6 MW respectivamente estando la primera fase formada por 35 aerogeneradores AE-30 de 330 kW limitados a 300 kW y la segunda fase compuesta por 16 aerogeneradores AE-32 de 330 kW también limitados a 300 kW y 2 AE-46 de 660 kW limitados a 600 kW.

Por tanto, se decide excluir el parque Finca del Mogán del año 1998, incluir en 1998 el parque eólico Arico I (Primera fase del total compuesta por 35 aerogeneradores de 300 kW) e incluir en 2001 el parque eólico Arico II (Segunda fase del total compuesta por 16 aerogeneradores de 300 kW y 2 de 600 kW). Y por otro lado, se redefine la potencia

nominal de los 53 aerogeneradores (Tabla corrección de datos).

- **1998-12, Inclusión de 5 aerogeneradores de la instalación anterior a Repotenciar, (D).** Según las Estadísticas Energéticas del Gobierno de Canarias y el Registro de instalaciones respecto el parque de Fuencaliente, Las Palmas, 1998/2012 se realizó una puesta en marcha 1998 y una repotenciación 2012. Por tanto, se incluye en 1998 la primera instalación de 1,5 MW de potencia total instalada formada por 5 aerogeneradores de 300 kW.
- **1997-01, Aclaración con reparto de 3 aerogeneradores.** Según la AEE el parque eólico de Valdecuadros (I+D), Zaragoza, fue construido en varias fases de instalación, pero no tiene definido el número de aerogeneradores instalados en cada una de las fases. Según la Dirección de Energía y Minas, Departamento de Industria, Comercio y Desarrollo, también se realiza en dos fases de instalación: una primera instalación de 1 aerogenerador de 600 kW en 1997 y una segunda instalación de 2 aerogeneradores de 750 kW en 2001. Por tanto, se procede a distribuir los aerogeneradores según documentación aportada.
- **1996-89-94-01, Correcciones de la datación con traslado e inclusión de 3 y 10 aerogeneradores respectivamente.** Existen discrepancias entre los datos oficiales encontrados y los establecidos en 1996 por la AEE del parque eólico Monteahumada, Cádiz. Según la AEE el parque tiene una potencia total instalada de 2,42 MW compuesta por tres aerogeneradores MADE de 330, 800 y 1320 kW respectivamente. Según BOPA, núm. 627, IDAE 2006, CNE (publicaciones de productores) y el CIEMAT (Estadísticas de Producción de Parques Eólicos en España. Año 1995) se especifica la siguiente estructura y desarrollo del citado parque:
 - Año 1988 (D), se instalan tres aerogeneradores Verticales CENE-MESA F-19 de 300 kW que en la actualidad no se encuentran operativos, no figurando en la base de datos de la AEE
 - Año 1989 (D), se instalan 7 aerogeneradores MADE AE-20 de 150

kW que en la actualidad no se encuentran operativos, no figurando en la base de datos de la AEE.

- Año 1994 (**D**), se instalan 3 aerogeneradores MADE AE-30 de 330 kW limitados a 300 kW (Tabla de corrección de datos). En la actualidad no se encuentran operativos 2 de los aerogeneradores y no figuran en la base de datos de la AEE.
- Año 1996 (**D**), se instala 1 aerogenerador MADE AE-41 (pitch control) de 500 kW que en la actualidad no se encuentra operativo, no figurando en la base de datos de la AEE
- Año 2001, se instalan dos aerogeneradores MADE, un AE-52 de 800 kW y un AE-61 de 1320 kW que en la actualidad se encuentran operativos

Por tanto, se corrigen los datos aportados por la AEE, sin tener en cuenta los aerogeneradores de eje vertical según las premisas establecidas, incluyendo y trasladando los aerogeneradores según corresponda. Se incluyen los aerogeneradores que en la actualidad no se encuentran operativos⁷.

- **1996-00, Corrección de la datación con traslado de 8 aerogeneradores e inclusión de otros 16 de la instalación anterior a Repotenciar.** Existen discrepancias entre los datos oficiales y de empresas involucradas encontrados y los establecidos por la AEE del parque eólico Granadilla III, Tenerife. La AEE, ubica el parque en el 1996 con 4,8 MW formados por 8 aerogeneradores de 600 kW. Según el Instituto Tecnológico y de las Energías Renovables ITER y la empresa ACSA, Aerogeneradores Canarios S.A., dicho parque se realizó compuesto de 16 aerogeneradores MADE AE-30 de 300 kW en 1996. Al existir problemas de rendimiento los aerogeneradores se cambiaron por otros 8 aerogeneradores de 600 kW en el año 2000. Mientras que en la AEE se ubica la instalación del parque en 1996 con 8 aerogeneradores

⁷El parque Monteahumada es parte de la Planta Experimental de Made-Gamesa y en la actualidad están expuestos varios aerogeneradores no operativos para mostrar la evolución de la tecnología, manteniéndose 1 AE-20 de 150 kW y 1 AE-41 de 500 kW, ambos inactivos.

de 600 kW desde un principio. Por tanto, se redefinen los datos según documentación aportada de la siguiente forma:

- Año 1996 (**D**), se instalan 16 aerogeneradores MADE AE-30 de 300 kW que posteriormente se sustituyeron debido a la falta de rendimiento experimentada
 - Año 2000, se trasladan de 1996 a 2000 los 8 aerogeneradores de 600 kW, realmente instalados en dicho año
- **1996-98, Aclaración con reparto de 35 aerogeneradores.** Según la AEE, el parque eólico de La Plana III, Zaragoza, fue construido en varias fases de instalación, pero no tiene definido el número de aerogeneradores instalados en cada una de las fases. Según el BOA núm. 19 de 16 de febrero de 1996 y el listado de instalaciones de Gamesa “List of wind farm erected by Gamesa Eólica”, también se realiza en dos fases de instalación. Una primera fase en 1996 de potencia instalada de 15 MW constituida por 25 aerogeneradores de 600 kW y otra segunda fase en 1998 de 6 MW de 10 aerogeneradores de 600 kW. Por tanto, los aerogeneradores se distribuyen en dichos años según la documentación aportada.
 - **1994, Inclusión de 1 aerogenerador.** Según las Estadísticas Energéticas 2000 del Gobierno de Canarias y la empresa ACSA, en 1994 se instaló un parque eólico aislado de 0,225 MW en el Puerto de la Cruz, Fuerteventura, formado por un aerogenerador de 225 kW no existiendo constancia de su posterior desmantelamiento o repotenciación. Por tanto, se procede a su inclusión.
 - **1994, Inclusión de 1 aerogenerador, (D).** Según las Estadísticas Energéticas 2000, 2003 y 2006 del Gobierno de Canarias, en 1994 se instaló el parque eólico aislado Sistema Eólico Diésel en Pájara, Lanzarote, de 225 kW formado por 1 aerogenerador Vestas de 225 kW, no existiendo referencia de dicho parque a partir de 2013. Por tanto, se procede a su inclusión contabilizando su desmantelamiento en la actualidad.

- **1994, Inclusión de 1 aerogenerador, (D).** Según las Estadísticas Energéticas 2000 del Gobierno de Canarias y el Registro de Instalaciones, RE-1630, en 1994 se instaló el parque eólico Montaña de San Juan, Valverde, Hierro, Canarias, formado por 1 aerogenerador MADE 180 kW, no existiendo referencia de dicho parque a partir de 2013 y no figurando en los anuarios del Gobierno de Canarias. Por tanto, se procede a su inclusión en el año correspondiente contabilizando su posterior desmantelamiento.
- **1994-2012, Inclusión de 7 aerogeneradores de la instalación anterior a Repotenciar, (D).** Según las Estadísticas Energéticas del Gobierno de Canarias y el Registro de instalaciones RE-1631, el parque de Juan Adalid en Garafía, Canarias, se conectó en 1994 con una potencia total instalada de 1,26 MW formado por 7 aerogeneradores MADE de 180 kW. En el año 2012 se procedió a su repotenciación. Por tanto, se procede a la inclusión de la primera instalación en 1994.
- **1993, Corrección con inclusión de 1 aerogenerador.** Según la AEE, el parque eólico Montaña de San Juan de Valverde, Tenerife, Canarias tiene una potencia total instalada de 0,1 MW pero no tiene definidos ni el número, ni el tipo, ni el modelo de aerogeneradores. Según las Estadísticas Energéticas de Canarias 2000 y 2013, establecen que el parque eólico de la Montaña de San Juan de Valverde posee un único aerogenerador de 100 kW de la marca Vestas. Por tanto, se procede a la inclusión de los datos correspondientes.
- **1993, Inclusión de 1 aerogenerador, (D).** Según las Estadísticas Energéticas del Gobierno de Canarias 2000, 2003 y 2013, el parque eólico Cueva Blanca de Agaete, Canarias se conectó a la red en 1993 formado por un único aerogenerador MADE de 150 kW, no existiendo referencia de dicho parque a partir de 2013. Por tanto, se procede a su inclusión en el año correspondiente contabilizando su posterior desmantelamiento.
- **1993-2007, Inclusión de 48 aerogeneradores de la instalación anterior a Repotenciar, (D).** Según las Estadísticas Energéticas de

2000, el Anuario 2012 del Gobierno de Canarias y la empresa ACSA, el parque eólico Los Valles se conectó en 1993 con una potencia total instalada de 5,28 MW formado por 6 aerogeneradores MADE AE-23 de 180 kW y 42 aerogeneradores AWP de 100 kW. En el año 2007 se procedió a su repotenciación. Por tanto, se procede a la inclusión de la primera instalación en 1993.

- **1992-91, Corrección de datos con exclusión de un parque eólico.** Según la AEE, el parque eólico Arinaga Depuradora, Ingenio, Las Palmas, tiene una potencia total instalada de 0,225 MW con 1 aerogenerador pero no tiene definido ni el tipo, ni el modelo de aerogenerador. Además, posteriormente se comprueba que el parque eólico se vuelve a nombrar en 1991 con una potencia instalada de 0,5 MW pero sin definir ni el número, ni el tipo, ni el modelo de aerogeneradores. Según las empresa ACSA y las Estadísticas Energéticas de Canarias 2000, en el parque eólico de Arinaga había instalados 2 aerogeneradores, un Vestas V25 de 200 kW y un Flowind de 300 kW. Según las Estadísticas energéticas del 2003, el Parque eólico Arinaga-Depuradora tiene un Aerogenerador Flowind de 300 kW fuera de servicio. Según la Base de datos de productores en régimen especial de la Dirección General de Política Energética y Minas, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, el parque citado con registro RE-96A-17 tiene una potencia instalada de 500 kW. Según la tesis doctoral titulada “Análisis de sistemas eléctricos ante la integración de parques eólicos. Aplicación al caso de las islas Canarias” de José Fernando Medina Padrón 1997, se describe la producción del parque eólico Arinaga EDAR durante los años 1993-94-95 y 96 estando en funcionamiento los dos aerogeneradores citados. Por tanto, se procede de la siguiente forma:

- El parque eólico Arinaga Depuradora, se estima inicialmente instalado en 1992 con dos aerogeneradores, un Vestas V25 de 200 kW y un Flowind de 300 kW quedando posteriormente este último fuera de servicio. Por otro lado, al ser el aerogenerador Flowind de eje vertical, no se tendrá en cuenta ni su instalación ni su posterior desmantelamiento dadas las premisas adoptadas con anterioridad.

- El parque eólico Arinaga Depuradora, citado en 1991 se excluye por repetición.
- **1992, Corrección de datos de 20 aerogeneradores.** Existe una discrepancia entre la potencia total instalada del parque eólico Cabo Vilano II A.I.E. de Camariñas, La Coruña (3,6 MW) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores ($20 \times 0,15 \text{ MW} = 3 \text{ MW}$). Según el DOG núm. 95 de 20 de mayo de 2014, los aerogeneradores instalados son un total de 20 de 180 kW. Además, según especificaciones técnicas, el aerogenerador MADE AE-23 tiene una potencia nominal de 180 kW. Por tanto, se corrige la potencia nominal de los 20 aerogeneradores.
- **1992, Inclusión de 1 aerogenerador, (D).** Según la tesis doctoral titulada “Análisis y simulación de sistemas eólicos aislados” de Camilo José Carrillo González 2001, utilizando información provista por el CIEMAT, se describe la instalación del parque eólico Sistema Punta de Jandía en Fuerteventura, Canarias, en 1992, provista de un aerogenerador VESTAS V-27 de 225 kW. También se describe según la “Plataforma de educación ambiental del servicio de medioambiente del Excmo. Ayuntamiento de Las Palmas de Gran Canaria”, no existiendo referencia de dicho parque en 2013. Por tanto, se procede a su inclusión en el año correspondiente contabilizando su posterior desmantelamiento.
- **1992-2008, Inclusión de 184 aerogeneradores de la instalación anterior a Repotenciar, (D).** Según el Boletín Oficial del Parlamento Andaluz, de 28 de enero de 2004, núm. 627, el parque eólico de PESUR en Tarifa, Cádiz, perteneciente a la Sociedad Eólica de Andalucía, fue conectado a red en 1992. Dicho parque estaba formado por 150 aerogeneradores AWP 56-100 de 100 kW y 34 aerogeneradores Made AE-20 de 150 kW. En el año 2008 se procedió a su repotenciación. Por tanto, se procede a la inclusión de la primera instalación en 1992.
- **1992-2009, Inclusión de 66 aerogeneradores de la instalación anterior a Repotenciar, (D).** Según el Boletín Oficial del Parlamento Andaluz, de 28 de enero de 2004, núm. 627, el parque eólico de EEE

(E3) en Tarifa, Cádiz, perteneciente a la Sociedad Eólica de Andalucía, fue conectado a red en 1992. Dicho parque estaba formado por 50 aerogeneradores Ecotecnia 20/150 de 150 kW y 16 aerogeneradores Made AE-23 de 180 kW. En el año 2009 se procedió a su repotenciación. Por tanto, se procede a la inclusión de la primera instalación en 1992.

- **1991, Corrección con exclusión de 1 aerogenerador.** Existe una discrepancia entre la potencia total instalada del parque eólico Cabo Vilano I WEC's de Camariñas, La Coruña (0,3 MW) y la suma de la potencia nominal de los aerogeneradores $((2 \times 0,2 \text{ MW}) + (1 \times 0,1 \text{ MW})) = 0,5 \text{ MW}$. Según la Base de datos de productores en régimen especial de la Dirección General de Política Energética y Minas, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, el citado parque eólico con registro RE-0923 tiene una potencia instalada de 300 kW. Según la Fundación Axencia Enerxética Provincial Da Coruña (FAEPAC) el número y tipología de aerogeneradores es de 2 aerogeneradores Vestas, 1 V-25 de 200 kW y 1 V-20 de 100 kW, sumando un total de 300 kW. Según ACSA en Cabo Vilano (La Coruña) también se instalaron 2 aerogeneradores VESTAS, un V-25 de 200 kW y un V-20 de 100 kW. Por tanto, se redefinen los datos según documentación excluyendo un aerogenerador Vestas V-25 de 200 kW.
- **1991, Inclusión de 6 aerogeneradores, (D).** Según el CIEMAT y el Registro de Instalaciones con número RE-0384 en el año 1991 se conectó a red el parque eólico de Roses, ubicado en Roses, Gerona, Cataluña, provisto de una potencia instalada de 0,59 MW y constituido por 4 aerogeneradores AE-18 de 110 kW y 2 AE-15 de 75 kW. Según nota de prensa de ENDESA el parque se desmanteló en el 2007 por obsolescencia tecnológica. Por tanto, se procede a su inclusión en el año correspondiente contabilizando su posterior desmantelamiento.
- **1990-91-92-94, Correcciones de datación e inclusión de 8 aerogeneradores (1 de ellos, D).** Según la AEE, el parque eólico Plataforma Experimental del ITER, Granadilla de Abona, Tenerife, Canarias, figura en dos años distintos y con varias discrepancias:

- En 1991, según la AEE, el parque de Granadilla (ITER) posee un aerogenerador de 300 kW con una potencia instalada de 150 kW
- En 1992, según la AEE, el parque Experimental tiene una potencia instalada de 1,98 MW sin definir ni el número de aerogeneradores ni su potencia nominal.

Siguiendo la información obtenida del Instituto Tecnológico y de las Energías Renovables ITER, del Anuario Energético de Canarias 2011 y de las consultas telefónicas realizadas al ITER el día 12/7/2014, se decide redistribuir los parques eólicos de la siguiente forma:

- Se trasladan los parques eólicos definidos por la AEE a las fechas adecuadas⁸.
- Se incluye en el año 1990, el parque eólico Plataforma experimental (ITER) de 1 aerogenerador MADE AE-20 de 150 kW con 150 kW potencia instalada.
- Se traslada de 1991 a 1992, el parque eólico Plataforma experimental (ITER) de 1 aerogenerador MADE AE-26 de 300 kW con 300 kW potencia instalada.
- Se traslada de 1992 a 1994, el parque eólico Plataforma experimental (ITER) de potencia instalada 1,98 MW, incluyendo 7 de los aerogeneradores siguientes:
 - 1 Aerogenerador Cenemesa vertical de 300 kW (No contabilizado al ser de eje vertical)
 - 1 Aerogenerador Ecotecnia ECO-150 de 150 kW
 - 1 Aerogenerador Vestas V-25 de 200 kW
 - 1 Aerogenerador Enercon E-30 de 200 kW (Destinado a desalación)
 - 1 Aerogenerador Enercon E-32 de 330 kW
 - 2 Aerogeneradores Enercon E-40 de 500 kW

⁸En el balance de “correcciones con traslado” solamente se tiene presente el traslado del único aerogenerador definido por la AEE.

- 1 Aerogenerador WEG de 250 kW que en la actualidad se encuentra no operativo, **(D)**.
- **1990, Inclusión de 1 aerogenerador de la instalación anterior a Repotenciar, (D).** Según el CIEMAT⁹ y Registro de Instalaciones, RE-0922, en el 1990 se pone en marcha en Cabo Vilano, el aerogenerador AWEC-60 de 1200 kW. Según Faepac, Fundación Axencia Enerxética Provincial da Coruña, se procede a su desmantelamiento por falta de rentabilidad económica en el 2004, pasando a red denominarse el parque Viravento con un nuevo aerogenerador Siemens Izar-Bonus 1,3 MW gestionado por ENEL. Por tanto, se procede a la inclusión del AWEC-60 en el año 1990 contabilizando su posterior desmantelamiento.
- **1988, Inclusión de 10 aerogeneradores, (D).** Según el Plan de Ordenación Urbanística de Tarifa y el Plan EEE, Energía Eólica del Estrecho, en el año 1988 se conectó a red el parque eólico de Tarifa, ubicado en Cádiz, provisto de una potencia instalada de 0,3 MW y constituido por 10 aerogeneradores AE 12/30 de 30 kW, no existiendo referencia de dichos aerogeneradores en 2013. Por tanto, se procede a su inclusión en el año correspondiente contabilizando su posterior desmantelamiento.
- **1987, Inclusión de 14 aerogeneradores, (D).** Según La Dirección General de Energía y Minas, Departamento de Industria, Comercio y Desarrollo, DGA, Gobierno de Aragón y el Boletín Oficial de las Cortes de Aragón núm. 49, 26 de marzo 2004, en el año 1987 se pone en marcha el parque eólico de La Muela en Zaragoza provisto de una potencia instalada de 0,545 MW y constituido por 12 aerogeneradores de 30 kW, 1 de 75 kW y 1 de 110 kW sin definir sus marcas y modelos, no existiendo referencia de dichos aerogeneradores en 2013. Por tanto, se procede a su inclusión en el año correspondiente contabilizando su posterior desmantelamiento.

⁹Avia F. “Curva de potencia del aerogenerador AWEC-60”, ISBN 84-7834-147-1, Madrid, 1992

- **1987, Inclusión de 12 aerogeneradores, (D).** Según información obtenida de la EGA, Asociación Eólica de Galicia y de la Modificación del Plan Sectorial Eólico de Galicia de la Consellería de Industria e Comercio Instituto Enerxético de Galicia, en el año 1987 se pone en marcha el parque eólico de Estaca de Bares provisto de una potencia instalada de 0,36 MW y constituido por 12 aerogeneradores MADE de 30 kW, sin definir sus marcas y modelos, no existiendo referencia de dichos aerogeneradores en 2013. Por tanto, se procede a su inclusión en el año correspondiente contabilizando su posterior desmantelamiento.
- **1987, Inclusión de 10 aerogeneradores, (D).** Según información obtenida del IDAE y de ENRESA, en el año 1987 se pone en marcha el parque eólico de Ontalafía, situado en la Sierra de Enmedio, junto a la laguna de Ontalafía, Albacete, provisto de una potencia instalada de 0,30 MW y constituido por 10 aerogeneradores de 30 kW, sin definir sus marcas y modelos, no existiendo referencia de dichos aerogeneradores en 2013. Por tanto, se procede a su inclusión en el año correspondiente contabilizando su posterior desmantelamiento¹⁰.
- **1986, Inclusión de 10 aerogeneradores, (D).** Según información obtenida de la empresa ACSA, de la Plataforma Ambiental del Gobierno de Canarias y del PECAN, Plan Energético de Canarias, 1989, en junio de 1986 se pone en marcha el parque eólico Punta del Camello, Granadilla Abona, Gran Canaria provisto de una potencia instalada de 0,306 MW, constituido por 2 aerogeneradores GA14S de 55 kW, 4 ECO 12/25 de 24 kW y 4 PEUI 10/2 de GESA (denominado MADE desde 1989) de 25 kW, no existiendo referencia de dichos aerogeneradores en 2013. Por tanto, se procede a su inclusión en el año correspondiente contabilizando su posterior desmantelamiento.
- **1986, Inclusión de 1 aerogenerador, (D).** Según información obtenida de la empresa ACSA y del PECAN 1989, en la depuradora de la

¹⁰Como comentario adicional sin constancia de documento oficial, según la revista, Energías Renovables, abril 2005, se realizó su desmantelamiento en el 2005 por deficiencias económicas.

Aldea de San Nicolás, Gran Canaria, en noviembre de 1986 se instala 1 aerogenerador GA14S de 55 kW, no existiendo referencia de dicho aerogenerador en 2013. Por tanto, se procede a su inclusión en el año correspondiente contabilizando su posterior desmantelamiento.

- **1985, Inclusión de 1 aerogenerador, (D).** Según información obtenida del IDAE, del CIEMAT y detallada por el artículo: “La máquina experimental de 1980 en Tarifa: el comienzo de la energía eólica en España” (Tecnología, Aljaranda 73 (2009) 36-40) la Planta Eólica Experimental de Tarifa, Cádiz, la cual estaba provista de un único aerogenerador de 100 kW se conecta a la red en 1985.

Por otro lado, en 1988 el CIEMAT, organismo del cual había pasado a depender la gestión de dicha planta experimental, decidió dar por concluido el periodo para el que fue creado el proyecto y cerró la planta. Por tanto, se procede a su inclusión en el año correspondiente contabilizando su posterior desmantelamiento.

- **1984, Inclusión de 2 aerogeneradores, (D).** Según el promotor ACSA, Aerogeneradores Canarios S.A. y las Estadísticas Energéticas de Canarias 2000 de la Dirección General de Industria y Energía, en diciembre de 1984 se pone en marcha el parque eólico Pozo Piletas - Arinaga Aguemes, Canarias, provisto de una potencia instalada de 0,306 MW, constituido por 2 aerogeneradores GA14S de 55 kW, no existiendo referencia de dichos aerogeneradores en 2013. Por tanto, se procede a su inclusión en el año correspondiente contabilizando su posterior desmantelamiento.
- **1984, Inclusión de 1 aerogenerador, (D).** Según el promotor ACSA, Aerogeneradores Canarios S.A. y la Plataforma de educación ambiental del servicio de medioambiente del Excmo. Ayuntamiento de Las Palmas de Gran Canaria, en septiembre de 1984 se pone en marcha el parque eólico Los Moriscos en la Finca Los Moriscos - Gando Ingenio, Canarias, provisto de una potencia instalada de 0,055 MW, constituido por 1 aerogenerador GA14S de 55 kW, no existiendo referencia de dicho aerogenerador en 2013. Por tanto, se procede a su inclusión en el año

correspondiente contabilizando su posterior desmantelamiento.

- **1984, Inclusión de 1 aerogenerador, (D).** Según la Asociación Eólicos de Cataluña, EOLICAT, el 10 de marzo del año 1984 se pone en marcha el parque eólico de Vilopriu en Baix Empordá, Gerona, Cataluña, constituido por 1 aerogenerador Ecotecnia de 15 kW con 12 metros de diámetro. Dicho aerogenerador figura como el primer aerogenerador en Cataluña, no existiendo referencia de dicho aerogenerador en 2013. Por tanto, se procede a su inclusión en el año correspondiente contabilizando su posterior desmantelamiento.
- **1984, Inclusión de 5 aerogeneradores, (D).** Según las siguientes fuentes: IDAE, CIEMAT, Eólicos de Cataluña, EOLICAT, el 9 de abril del año 1984 se pone en marcha el parque eólico de Garrigüella en Alt Empordá, Gerona, Cataluña, perteneciente a ENHER y a la Generalitat de Cataluña. El parque eólico estaba constituido por 5 aerogeneradores Ecotecnia de 24 kW siendo el primer parque eólico en conectarse a la red eléctrica en Cataluña y no existiendo referencia de dichos aerogeneradores en 2013. Por tanto, se procede a su inclusión en el año correspondiente contabilizando su posterior desmantelamiento.
- **1983, Inclusión de 2 aerogeneradores, (D).** Según las siguientes fuentes: CIEMAT, Frau J. “Energía sostenible e Innovación en Baleares (10º FORUM INSULEUR 2010)” y publicaciones CNE, Delgado Marín J.P. Agencia de la Gestión de la Energía en la Región de Murcia, en el año 1983 se pone en marcha el parque eólico de Sierra de Alfàbia, Mallorca, Islas Baleares, constituido por 2 aerogeneradores de fabricación española PEUI-10-I y PEUI-10-II de 24 kW, no existiendo referencia de dichos aerogeneradores en 2013. Por tanto, se procede a su inclusión en el año correspondiente contabilizando su posterior desmantelamiento.
- **1982, Inclusión de 1 aerogenerador, (D).** Según las siguientes fuentes: CIEMAT [190], Frau J. “Energía sostenible e Innovación en Baleares (10º FORUM INSULEUR 2010)” y publicaciones CNE, Delgado Marín J.P. Agencia de la Gestión de la Energía en la Región de Murcia, en marzo del año 1982 se pone en marcha el parque eólico de

Bahía de Palma, Mallorca, Islas Baleares, constituido por un único aerogenerador danés Wind Matic de 22 kW, no existiendo referencia de dicho aerogenerador en 2013. Por tanto, se procede a su inclusión en el año correspondiente contabilizando su posterior desmantelamiento.

A continuación se redactan las “*Correcciones de datos*” relativas a aerogeneradores con potencias nominales limitadas y aquellas “*Aclaraciones con reparto de aerogeneradores*” que no precisan información detallada en su resolución y que se han desarrollado en la base de datos de la AEE.

En el primer caso (cuadro A.1) se indicará para cada actuación: año, el parque eólico, región, la documentación aportada, el número de aerogeneradores, la potencia nominal, la limitación y la potencia total decrementada.

En el segundo caso (cuadro A.2) se indicará para cada actuación: años involucrados, el parque eólico, región, la documentación aportada, el número de aerogeneradores y la potencia total tratada.

La nomenclatura utilizada en las tablas adjuntas responde a las siguientes correlaciones:

- P_n Potencia nominal correspondiente al tipo de aerogenerador referenciado
- P_l Potencia nominal limitada del correspondiente aerogenerador
- ΔP_t Decremento de la potencia total instalada del parque eólico originado por la limitación de la potencia nominal de los correspondientes aerogeneradores
- P_t Potencia total instalada relacionada con el reparto de aerogeneradores

Cuadro A.1: Correcciones de datos: aerogeneradores con potencia nominal limitada

CORRECCIONES DE DATOS: aerogeneradores con potencia nominal limitada							
Año	Parque eólico	Autonomía	Documentación y/o fuentes consultadas	Aeros	P_n (kW)	P_l (kW)	ΔP_t (kW)
2013	PES Perceda	Galicia	DOG 245, 23 diciembre 2010	2	1670	1275	790
2012	Rodal	Castilla y León	BOCyL 182, 22 septiembre 2009	2	2000	1500	1000
2012	Santa Maria de Nieva II	Andalucía	BOE 194, 11 agosto 2010	3	2000	1500	1500
2012	Coll de Moro I y II	Cataluña	BOE 247, 13 octubre 2011	20	2500	2400	2000
2012	Xunqueira	Asturias	BOPA 36, 14 febrero 2012	1	3000	2000	1000
2012	Arinaga	Canarias	Según información individualizada	1	2300	2000	300
2011	Fatarella	Cataluña	BOE 302, 19 diciembre 2009	1	2300	2000	300
2011	Los Zapateros	Castilla y León	BOCyL 119, 23 junio 2008	26	2000	1900	2600
2011	Fuente Salada	Castilla y León	BOCyL 164, 26 agosto 2008	29	1670	1600	2030
2011	Torre Madrina I y II	Cataluña	BOE 14, 16 enero 2010	20	2500	2400	2000
2010	Los Collados	Castilla y León	Resolución JCyL Valladolid, 28 marzo 2007	7	1670	1600	490
2010	Dehesillas I y II	Castilla y León	BOCyL 13, 18 enero 2007	50	2000	1875	6250
2010	Esquileo I	Castilla y León	BOCyL 13, 18 enero 2007	25	2000	1875	3125
2010	San Lorenzo C y D	Castilla y León	BOP Valladolid, 13 abril 2007	33	2000	1875	4125
2010	Vilalba dels Arcs	Cataluña	BOE 194, 12 agosto 2004	10	2500	2400	1000

CORRECCIONES DE DATOS: aerogeneradores con potencia nominal limitada							
Año	Parque eólico	Autonomía	Documentación y/o fuentes consultadas	Aeros	P_n (kW)	P_l (kW)	ΔP_t (kW)
2009	El Hierro	Castilla y León	BOCyL 141, 23 julio 2008	14	1670	1600	980
2009	Peñaroldana	Castilla y León	BOCyL 141, 23 julio 2008	22	1670	1600	1540
2009	Montamarta	Castilla y León	BOCyL 141, 23 julio 2008	14	1670	1600	980
2009	Jerez	Andalucía	Infraestructuras energéticas andaluzas 30/9/2014 y BOE 80, 2 abril 2008	21	2100	2000	2100
				1	2100	500	1600
2009	Castil de Tierra	Castilla y León	BOCyL 38, 25 febrero 2009	20	2100	1800	6000
2009	Loma de Ayala	Andalucía	BOE 18 junio 2008	9	2100	2000	900
				1	2100	1500	600
2009	Tijola	Andalucía	BOP 36, 22 febrero 2006	16	2300	2000	4800
2009	Tres Villas	Andalucía	BOE 147, 18 junio 2008	1	2000	1500	500
2009	Serón I	Andalucía	BOP 36, 22 febrero 2006	1	2000	1500	500
2008-09	Cerro Durán	Andalucía	BOJA 196, 4 octubre 2007	1	2000	1000	1000
2008-09	Altamira	Andalucía	BOJA 77, 18 abril 2008	1	2000	1300	700
2008	Nacimiento	Andalucía	BOE, 11 julio 2007	1	2000	1800	200
2008	La Calzada	Castilla y León	BOCyL 251, 30 diciembre 2005	16	2000	1800	3200
2008	Cortijo Guerra I	Andalucía	Promotor Grupo Enhol	1	3000	1800	1200

CORRECCIONES DE DATOS: aerogeneradores con potencia nominal limitada							
Año	Parque eólico	Autonomía	Documentación y/o fuentes consultadas	Aeros	P_n (kW)	P_l (kW)	ΔP_t (kW)
2008	Nogueira	Galicia	DOG 242, 19 diciembre 2006	1	850	550	300
2008	Arbo	Galicia	DOG 16, 25 enero 2005	2	1500	1350	300
2007	El Bancal	Andalucía	BOE 92, 18 abril 2006	4	2000	1800	800
2007	Zorreras	Andalucía	BOE 302, 19 diciembre 2006	7	2000	1800	1400
2007	La Cerradilla I	Andalucía	BOE 148, 22 junio 2006	1	2000	1500	500
2007	Carrascal	Andalucía	BOJA 120, 21 junio 2004	1	2000	1500	500
2007	Ferreira	Andalucía	BOE 302, 19 diciembre 2006	1	2000	1500	500
2007	Cerro de Becerril	Castilla y León	BOCyL 206, 25 octubre 2006	9	1670	1600	630
2007	La Mallada	Castilla y León	BOCyL 206, 25 octubre 2006	28	1670	1600	1960
2007	Chan do Tenón	Galicia	BOP 272, 26 noviembre 2003	31	8500	800	1550
2006	Monte de Barda	Andalucía	DOG 103, 31 mayo 2005	2	1670	1500	340
2006	Curuxeiras	Galicia	Promotor, Norverto Curuxeiras S.L.	31	1670	1600	2170
2005	Los Pedreros	Castilla La Mancha	DOCM 136, 4 noviembre 2002	30	1670	1665	150
2005	Barrigoso	Galicia	DOG 170, 1 septiembre 2004	2	1670	1500	340
2005	La Peñuca	Castilla y León	Según información individualizada	22	1650	1500	3300
2005	Chantada	Galicia	CNE, sector eléctrico 2007 e INEGA	30	1670	1600	2100
2004	Punta Teno	Canarias	Estadísticas Energéticas Canarias 2006	6	330	300	180

CORRECCIONES DE DATOS: aerogeneradores con potencia nominal limitada							
Año	Parque eólico	Autonomía	Documentación y/o fuentes consultadas	Aeros	P_n (kW)	P_l (kW)	ΔP_t (kW)
2004	Requeixo	Galicia	Según información individualizada	7	1670	1500	1190
2004	Outes	Galicia	DOG núm. 176, 11 de septiembre 2003	21	1670	1600	1470
2003	Sierra de Lagos	Asturias	BOPA 282, 5 diciembre 2013	3	850	660	570
2002	Páramo de Poza I y II	Castilla y León	Dirección General Energía y Minas, Castilla y León	133	750	730	570
2002	Sierra La Virgen	Canarias	Según información individualizada	36	850	800	1800
2001	Arico II	Canarias	Estadísticas Energéticas Canarias 2000 y 2003	16	330	300	480
				2	660	600	120
2000	Bahía de Formas III	Canarias	BOC 073, 13 abril 2012	10	600	500	1000
2000	Bahía de Formas IV	Canarias	BOC 073, 13 abril 2012	10	600	500	1000
2000	La Bandera	Navarra	Promotor Enhol Energy, mod. ECO 48/700	43	750	700	2150
1999	La Florida	Canarias	Estadísticas Energéticas Canarias 2003	4	660	625	140
1999	Finca San Antonio	Canarias	Estadísticas Energéticas Canarias 2003	5	330	300	150
1998	Arico I	Canarias	Estadísticas Energéticas Canarias 2000 y 2003	35	330	300	1050
1997	Putanza de Remolinos	Aragón	Dirección General Energía y Minas, Aragón	15	660	650	150
1997	Santa Lucía	Canarias	Estadísticas Energéticas Canarias 2003	16	330	300	480
1994	Monteahumada	Andalucía	Según información individualizada	3	330	300	90

Cuadro A.2: Aclaraciones con reparto de aerogeneradores

ACLARACIONES CON REPARTO DE AEROGENERADORES					
Año	Parque eólico	Autonomía	Documentación y/o fuentes consultadas	Aeros	P_t (kW)
2009-11	Curiscao, fase II	Asturias	Energías Renovables n° 556	8	6800
2009-11	Baos y Pumar, fase II	Asturias	Energías Renovables n° 556	11	9350
2009-10	Fontesilva	Galicia	Energías Renovables n° 556-567	12	21600
2009-10	Cantalejos	Andalucía	Energías Renovables n° 556-567	7	14000
2009-10	Gomera, fase A	Andalucía	Energías Renovables n° 556-567	6	12000
2008-09	La Cuesta	Andalucía	Energías Renovables n° 545-556	6	27200
2008-09	La Nava	Andalucía	Energías Renovables n° 545-556	14	27200
2008-09	Cerro Durán	Andalucía	Energías Renovables n° 545-556	23	45000
2008-09	Altamira	Andalucía	Energías Renovables n° 545-556	25	49300
2008-09	Cerro de Higuera	Andalucía	Energías Renovables n° 545-556	22	44000
2007-08	Serra da Loba (Ampl.)	Galicia	Energías Renovables n° 532-545	7	14000
2007-08	Bureba	Castilla y León	Energías Renovables n° 532-545	6	12000
2007-08	Caldereros	Castilla La Mancha	Según promotor EUFER	21	37800
2006-07	Tarayuela	Castilla y León	Energías Renovables n° 396-521	15	30000
2005-06	Gavilanes (Ampl.)	Murcia	Energías Renovables n° 521-532	18	15300

A.2. Resultados obtenidos

Inicialmente, a partir de la base de datos aportada por la AEE, se disponía de 1.018 parques eólicos y ampliaciones instalados en España entre los años (1989-2013) con un total de 20.248 torres aerogeneradoras y 22.960,5 MW de potencia total instalada y en funcionamiento a 12 de diciembre de 2013. Posteriormente, mediante el método operativo propuesto (figura A.1) se realizan un total de 197 modificaciones y aclaraciones, desglosadas en la tabla adjunta (cuadro A.3) donde se han visto afectadas de una u otra forma 2.403 aerogeneradores con una potencia total de 1.403 MW. Lo cual significa un 11,86% de los aerogeneradores y un 6,1% de la potencia total instalada sobre los datos aportados inicialmente por la base de datos de la AEE.

DESGLOSE DE MODIFICACIONES Y ACLARACIONES			
Número	Tipología de actuación	Aeros	P_t (MW)
2	Aclaración	—	—
34	Aclaración con reparto de aerogeneradores	562	847,37
8	Corrección con traslado	82	56,07
10	Corrección de datos	40	8,565
61	Corrección de datos (Límite potencia)	937	86,830
20	Corrección con exclusión	212	275,73
26	Corrección con inclusión	88	70,135
6	Exclusión	68	7,04
1	Exclusión de parque eólico	—	0,225
21	Inclusión	84	5,086
8	Inclusión 1º fase de repotenciación	330	45,98
197	TOTAL	2.403	1.403 MW

Cuadro A.3: Desglose de modificaciones y aclaraciones realizadas en la base de datos de la AEE

A continuación, se representa (en tanto por ciento) la cuantía de las torres afectadas en las distintas modificaciones y aclaraciones efectuadas a lo largo de los correspondientes años (figura A.2). En dicha figura, se observan dos periodos bien diferenciados limitados por el año 1995. En el primer periodo (1982-1994) se efectúa una media porcentual del 89,1% de modificaciones o aclaraciones de las torres instaladas, mientras que en el periodo (1996-2013) la media porcentual disminuye al 11,8%.

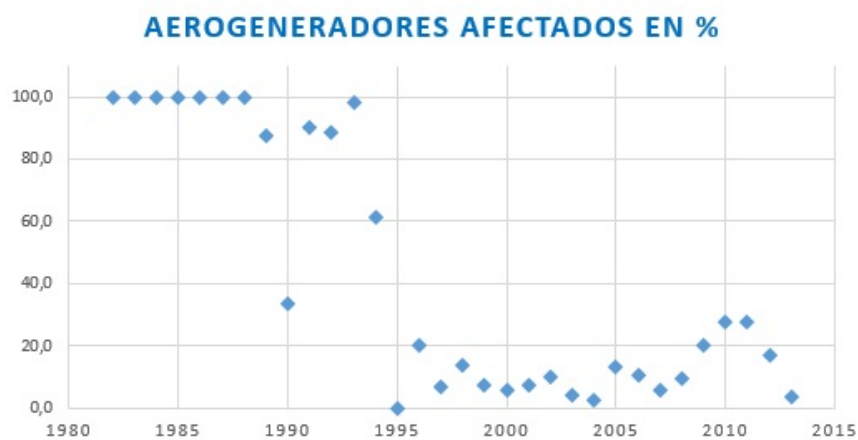


Figura A.2: Número de aerogeneradores afectados en tanto por ciento

Para dar significado a este reparto de las modificaciones y aclaraciones representado y describir las ventajas obtenidas mediante esta preparación de la base de datos de parques eólicos primeramente se va a recomponer la tabla anterior (cuadro A.3) agrupando aquellas modificaciones y aclaraciones que lleven asociado o bien una “inclusión” o bien una “exclusión” o bien una “ubicación temporal” (corrección con traslado y aclaración con reparto) de aerogeneradores. Al mismo tiempo se ordenan de menor a mayor relevancia según la cuantía de aerogeneradores afectados. De esta forma se obtiene la tabla (cuadro A.4). Seguidamente, se representan las agrupaciones más significativas en dos gráficas independientes. Una primera gráfica (figura A.3) con la representación de la agrupación asociada a las inclusiones de aerogenerado-

res. Y una segunda gráfica (figura A.4) donde se desglosan las modificaciones y aclaraciones asociadas a exclusiones, a ubicaciones temporales y a la limitaciones de la potencia de aerogeneradores.

AGRUPACIÓN Y ORDENAMIENTO			
Número	Tipología de actuación	Aeros	P_t (MW)
2	Aclaración	—	—
10	Corrección de datos	40	8,565
27	Asociadas con exclusión	280	282,77
55	Asociadas con inclusión	502	121,4
42	Asociadas a la ubicación temporal	644	903,44
61	Corrección de datos (Límite potencia)	937	86,830

Cuadro A.4: Agrupación y ordenamiento de las modificaciones y aclaraciones realizadas en la base de datos de la AEE

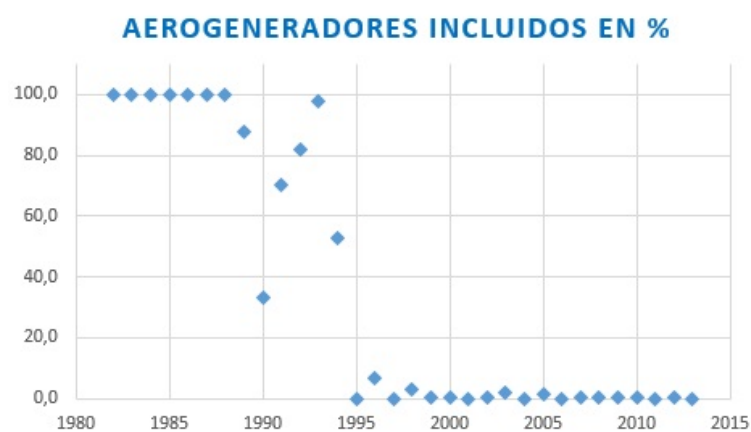


Figura A.3: Número de aerogeneradores incluidos en tanto por ciento

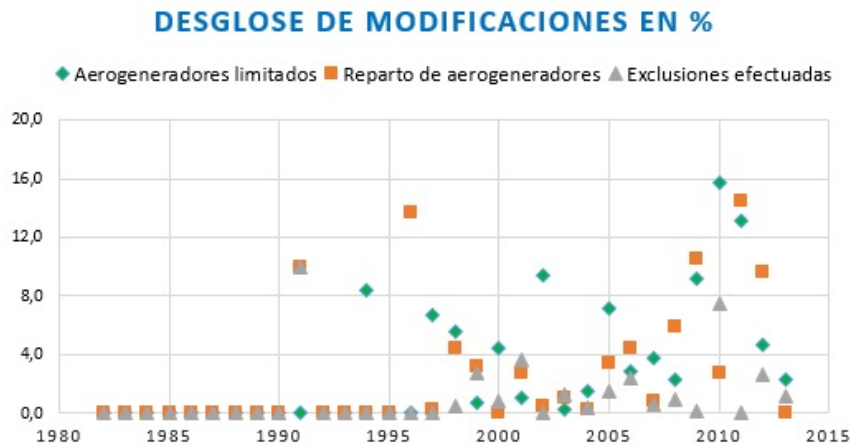


Figura A.4: Desglose del número de aerogeneradores asociados a exclusiones, a ubicaciones temporales y a la limitación de la potencia, en tanto por ciento

De todas estas representaciones se pueden extraer las siguientes particularidades:

- En la tabla (cuadro A.4) se observa que aún siendo el número de inclusiones, 502, mayor que el número de exclusiones, 280, la potencia asociada a estas últimas es mucho mayor
- Se constata el gran número de aerogeneradores con potencia nominal limitada, 937 y el pequeño valor de la potencia nominal limitada total, 86,830 MW (cuadro A.4)
- Se observa que la mayor parte de las inclusiones de aerogeneradores corresponden al periodo 1982-1994 (figura A.3). En cambio, la mayor parte de las exclusiones de aerogeneradores corresponden al periodo 1996-2013 (figura A.4)
- Se observa, durante el periodo 1996-2013 el mayor peso de los aerogeneradores con potencia nominal limitada y del traslado de la ubicación

temporal de los aerogeneradores frente al número de aerogeneradores excluidos (figura A.4)

A partir de las particularidades redactadas se pueden realizar las siguientes conclusiones:

- Según la figura A.5, obtenida de la propia base de datos resultante, la menor potencia total asociada a la inclusión de aerogeneradores frente a otras tipologías viene originada por la evolución de la potencia nominal de los aerogeneradores experimentada en España, puesto que la mayor parte de las inclusiones de aerogeneradores que se realizan en la base de datos de la AEE, 80,7%, se realizan en el periodo anterior al año 1995 con una potencia media de 114,9 kW

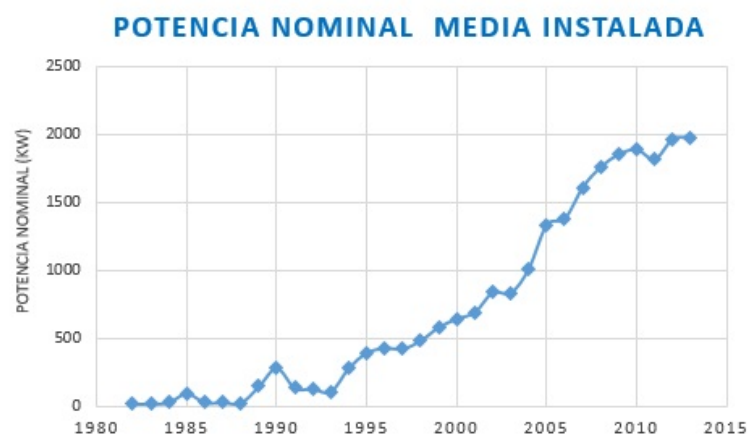


Figura A.5: Evolución de la potencia nominal media de los aerogeneradores instalados en España

- La gran aportación ofrecida por las inclusiones de aerogeneradores realizadas en el periodo 1982-1994, permite ampliar el campo de estudio

de la base de datos de la AEE en 7 años de 1982 a 1988 ambos inclusive, permitiendo el estudio de tecnologías con potencia nominal casi totalmente desaparecida (entre 15 y 55 kW)

Además, mediante estas modificaciones, hay que sumar la posibilidad de la constatación de 423 torres aerogeneradoras con una potencia total instalada de 53,291 MW que actualmente se encuentran desmanteladas o repotenciadas

- El valor de la potencia nominal limitada total representa el decremento de potencia instalada experimentada, la cual, aunque no sea un valor significativo representa el 7% de los 1.241,17 MW afectados por dichas limitaciones

Además, también expresa la repercusión que representa, principalmente, la administración reguladora correspondiente, en la evolución de la potencia nominal media de los aerogeneradores instalados en España

- Por último, mediante un número significativo de traslados en la ubicación temporal, limitaciones de potencia y exclusiones realizadas en el periodo 1996-2013 se ofrece la posibilidad de representar los aerogeneradores instalados en España con mayor rigor y fiabilidad

La base de datos obtenida junto la curva que representa “la evolución de la potencia nominal media de los aerogeneradores instalados en España” (figura A.5), servirán para el desarrollo de la presente tesis doctoral.

Por otro lado comentar que también se dispone del nombre, ubicación, desglose de aerogeneradores y su tipología de los parques eólicos, pero tal y como se comentó con anterioridad al ser una base de datos confidencial no es posible su presentación y se llevará junto con el dossier correspondiente el día de la correspondiente presentación.

Apéndice B

Tecnologías eólicas

A continuación se describe brevemente la comparativa de algunas de las características del conjunto máquina eléctrica y sistema de control mecánicos y eléctricos existentes (cuadro B.1) [75] [77] [78] [87] [88] [89] [90]. El análisis del impacto incluye las perturbaciones de tensión y la generación de corrientes de cortocircuito. Es importante recalcar que, cada una de las disposiciones mencionadas tiene su aplicación en particular según las características del viento, del terreno, del nivel de potencia que se necesita generar, etc., por lo que no se puede, sin hacer los estudios respectivos, definir cuál es la mejor disposición o cual es el mejor generador de inducción en forma absoluta.

Antes de realizar la comparativa se detallan los siguientes comentarios:

- Aquellas tecnologías que incorporan en sus equipos convertidores de potencia y que el control de potencia lo realizan por variación del ángulo de paso (ya sea propiamente variando el ángulo de paso o por pérdida aerodinámica activa), son las que ofrecen unas posibilidades de control mayores y por tanto su interacción con la red es más activa (dentro de sus límites). Entre las ventajas de estos sistemas está la posibilidad de controlar el factor de potencia en todo momento, en cambio los siste-

mas con generadores de inducción y directamente conectados a la red precisan una compensación de reactiva con baterías de condensadores.

- La caja multiplicadora implica del orden del 4,5% de pérdidas al sistema más el coste añadido de mantenimiento y cargas añadidas.
- Los efectos de rizado en la potencia y en la onda de tensión debidos a las ráfagas del viento se pueden mitigar mediante la propia inercia del conjunto o mediante el acoplamiento directo turbina-alternador sin caja multiplicadora.
- Respecto la regulación comentar que el sistema de control por cambio de paso (variación del ángulo de referencia de la pala), permite una extracción óptima en un amplio margen de velocidades de viento, permitiendo contar, además, con un sistema de seguridad contra vientos altos, mientras que con control por pérdida aerodinámica son necesarios dispositivos de frenado adicionales. Por otro lado, los primeros llevan asociadas complejas partes móviles, con el consiguiente riesgo de fallos y mayores necesidades de mantenimiento.

Cuadro B.1: Descripción de las tipologías del conjunto aerogenerador-sistema de control

Máquina-Sistema	Ventajas	Desventajas	Impacto eléctrico
Máquina de inducción rotor jaula de ardilla, con banco de condensadores (V_{fija}) o con convertidores	- Sencillez y robustez - Bajo mantenimiento - Menor coste	- Caja multiplicadora de respuesta lenta - Precisa filtro de salida del inversor y filtros EMI para evitar interferencia electromagnética - Provisto de convertidores la caja multiplicadora es de transmisión constante - El 100% de la energía pasa por el convertidor y los filtros lo cual hace que la eficiencia disminuya y se encarezca el coste	- Con ráfagas de viento transmite fluctuaciones de potencia al sistema - Las perturbaciones pueden llevar a la máquina a zona de inestabilidad - Sin convertidor precisa de compensación de reactiva
Máquina de inducción rotor bobinado doblemente alimentado DFIG	- Variación velocidad hasta 40% - mayor rendimiento - Por el convertidor pasa el 25-30% de la energía por tanto el coste más reducido - La presencia del convertidor permite controlar P y Q sin necesidad de compensador de reactiva	- Baja eficiencia a carga parcial - mayor mantenimiento del rotor y de las escobillas	- Precisan arrancador suave por su elevada intensidad de arranque y conexión - Peor comportamiento frente a huecos de tensión que los síncronos multipolo
- Máquina síncrona multipolo (Full Converter) - Máquina síncrona de imanes permanentes (Full Converter)	- Amplio margen de regulación de la velocidad - Sin caja multiplicadora, reducción peso, reducción de pérdidas, reducción de cargas	- El 100% de la energía pasa a través del convertidor - El convertidor además debe estar sobredimensionado para soportar las elevadas intensidades inducidas durante las faltas - Ambas cosas encarecen el coste	- Mejor comportamiento ante las perturbaciones transitorias (huecos y reactiva) - Mejor control de P y Q

Apéndice C

Relación de aerogeneradores utilizados para realizar las distintas gráficas

Cabe destacar que en el cuadro C.1, solamente se van a representar los aerogeneradores utilizados durante el presente estudio que tienen la clase definida. Para la representación de gráficas donde no importase la clase también se han utilizado los aerogeneradores definidos en la base de datos aportada por la Asociación Empresarial Eólica e instalados en España u otros de los que, mediante catálogo, se disponía de su curva de potencia e información aunque no especificase la clase.

Por otro lado, también se destaca que ante la variedad de alturas para la misma clase de un modelo de aerogenerador, en la tabla se presenta el promedio de todas ellas.

Por último, la búsqueda y recopilación siempre se ha referido a los aerogeneradores en tierra, onshore.

Cuadro C.1: Características técnicas de los aerogeneradores utilizados en las distintas gráficas. Datos según catálogos y fabricantes.

Aerogenerador	Clase	P_n (kW)	ϕ_{rotor} (m)	h_{buje} (m)
Fuhrlander FL-30	IIA	30	13	22
Fuhrlander FL-100	IA	100	21	35
Xant-21	IIA	100	27	40
Nordex N27/150	IIA	150	27	40
NEPC 200-30	IIA	200	30	40
A. Wind 29-225	IIA	225	29	40
Vestas V27-225	IA	225	29	40
EWT 250-52	IIA	250	51,5	55
Fuhrlander FL-250	IIA	250	29,5	42
WTN-250	IIA	250	29	30
Enercon E-33	IA	330	33,4	36
Enercon E-33	IIA	330	33,4	50
EWT 500-52	IIA	500	51,5	57,5
T500-48	IIA	500	48	55
Vestas V39-500	IA	500	39	41
WTN 648	IIA	600	48	65
Gamesa G 47-660	IIA	660	47	42,5
ECO 48-750	IIA	750	48	50
Unison U50	IA	750	50	50
Unison U54	IIA	750	54	60
Enercon E-48	IIA	800	48	63
Gamesa G 52-850	IA	850	52	59
LTW 77-850	IIA	850	77	72,5
LTW 80-850	IIA	850	85	72,5
Alstom 80	IIA	900	80	80
EWT 900-52	IIA	900	51,5	57,5

Aerogenerador	Clase	P_n (kW)	ϕ_{rotor} (m)	h_{buje} (m)
ITP 900-51.5	IIA	900	51,5	57,5
ITP 900-54	IIA	900	54	57,5
P. Wind 56	IIA	900	56	78,5
Enercon E-44	IA	900	44	50
MWT-62	IIA	1000	61,4	60
Fuhrlander FL-1250-62	IIA	1250	62	67,2
Falcon 1250	IIA	1250	64	68
W-1250-62	IIA	1250	62,3	73
ECO 62-1.3	IA	1300	62	75
Nordex N60/1300	IA	1300	60	53
Made AE-61	IA	1300	61	60
Eozen 70	IIA	1500	70	75
Eozen 78	IIA	1500	78	73
AW 70-1500	IA	1500	70	70
AW 77-1500	IIA	1500	77	70
E70	IA	1500	70,6	65
E77	IIA	1500	77,5	72,5
GE 1.5 SLE	IIA	1500	77	72,5
GW 77-1500	IIA	1500	77	85
Guodian UP77	IIA	1500	77,4	70
Hewind HW 77-1.5	IIA	1500	77	61,4
Leitwind LTW77-1500	IIA	1500	76,8	71
Leitwind LTW80-1500	IIA	1500	80,3	82,5
Sany SE7715	IIA	1500	77,7	72,5
Vensys V70	IIA	1500	70	75
TWT 1.65-70	IA	1650	70	71
TWT 1.65-77	IA	1650	77	71
HQ 1650-77	IA	1650	77	75
HQ 1650-82	IIA	1650	82	80

Aerogenerador	Clase	P_n (kW)	ϕ_{rotor} (m)	h_{buje} (m)
MT TWT 70-1650	IA	1650	70	71
MT TWT 77-1650	IIA	1650	77	76
ECO 74-1.6	IIA	1670	74	70
Leitwind LTW80-1800	IIA	1800	80,3	82,5
Vestas V90/1.8	IIA	1800	90	90
Dewind D9	IIA	2000	93	80
ECO 80-2.0	IIA	2000	80	75
EWT 2000-90	IIA	2000	90,5	80
Fuhrlander FL-2000-93	IIA	2000	93	85
Gamesa G 80-2000	IA	2000	80	80
Hyundai HQ2000-86	IIA	2000	86	80
Hyundai HQ2000-76	IA	2000	76	70
Kenersys K82	IIA	2000	82	89
Leitwind LTW70-2000	IA	2000	70,1	60
Repower MM82	IA	2000	82	80
Repower MM92	IIA	2000	92	90
Sany SE8720III	IIA	2000	87	75
Shangai W1250-63	IIA	2000	87	92,5
Unison U88	IIA	2000	88	80
Vestas V80-2000	IA	2000	80	69
Vestas V80-2000	IIA	2000	80	80
W. Power H82-2000	IIA	2000	82,4	80
Enercon E-82 E2	IIA	2000	82	108
NO Energy 82-2050	IIA	2050	82,4	84,3
W2E 93-2000	IIA	2050	93,2	92,5
Suzlon S88-2100	IIA	2100	88	90
Suzlon S95-2100	IIA	2100	95	90
Enercon E-70 E2	IIA	2300	71	85
Mitsubishi MWT 92-2.3	IA	2300	92	80
Nordex N90-2.3	IIA	2300	90	75

Aerogenerador	Clase	P_n (kW)	ϕ_{rotor} (m)	h_{buje} (m)
Siemens 2.3-82	IA	2300	82,4	80
Siemens 2.3-93	IIA	2300	93	90
Enercon E-82 E2	IIA	2300	82	108
Enercon E-92	IIA	2350	92	111
Mitsubishi MWT 100-2.4	IIA	2400	100	80
Mitsubishi MWT 102-2.4	IIA	2400	102	80
Mitsubishi MWT 92	IIA	2400	92	80
Mitsubishi MWT 95	IIA	2400	95	80
Avantis AV928	IIA	2500	93,2	80
Eviag EV-90	IIA	2500	90	92,5
Gamesa G106-2500	IA	2500	106	82,5
Gamesa G114-2500	IIA	2500	114	102,5
GoldWind GW90-2500	IIA	2500	90	80
Hyundai AV-928	IIA	2500	93	80
Kenersys K100	IIA	2500	100	110
Leitwind LWT-104	IIA	2500	104,1	119
MT TWT 100-2500	IIA	2500	100	103
MT TWT 90-2500	IA	2500	90	103
Nordex N100-2500	IIA	2500	99,8	87,5
Nordex N80-2500	IA	2500	80	70
Nordex N90-2500	IA	2500	90	72,5
P. Wind 100	IIA	2500	100	90
P. Wind 90	IIA	2500	90	90
Samsung 25s	IIA	2500	90	80
Vensys 109	IIA	2500	109	117,5
Vensys 90	IIA	2500	90	80
Clipper Liberty C89	IA	2500	89	80
Clipper Liberty C93	IIA	2500	93	80
W2E W80	IA	2500	80	75

Aerogenerador	Clase	P_n (kW)	ϕ_{rotor} (m)	h_{buje} (m)
Acciona AW3000-109	IIA	3000	109	98
Acciona AW3000-110	IA	3000	100	100
Acciona AW3000-116	IIA	3000	116	106
Alstom 100	IA	3000	100,8	87,5
Alstom 110	IIA	3000	109,8	111
WinDS3000	IA	3000	91,3	80
Enercon E-115	IIA	3000	115	115,7
Enercon E-82 E3	IIA	3000	82	108
Enercon E-82 E4	IA	3000	82	81
Fuhrlander FL-3000-120	IIA	3000	120	115
Leitwind LTW101-3000	IA	3000	92,7	82,5
Sany SE11030	IIA	3000	110	95
Siemens 3.0-101	IA	3000	101	87
Sinovel SL3000-100	IIA	3000	100	95
Sinovel SL3000-105	IIA	3000	105	95
Vensys 112	IIA	3000	112	117
Vestas V90-3000	IA	3000	90	85
Vestas V90-3000	IIA	3000	90	105
Windwind WWD-3-109	IIA	3000	109	110
Enercon E-101	IIA	3050	101	125
Nordex N100-3300	IA	3300	99,8	87,5
Vestas V112-3.3/3.45	IIA	3300	112	89
Vestas V117-3.3/3.45	IIA	3300	117	104
Senvion 3.4M104	IIA	3400	104	104
Siemens SWT 3.6/107	IIA	3600	107	70
Lagerwey LW132	IIA	3800	132	133
Gamesa G128-4500	IIA	4500	128	120
Repower 6.2M126	IA	6200	126	124
Enercon E-126	IA	7580	127	135

Apéndice D

Distribuciones de frecuencia e histogramas anuales

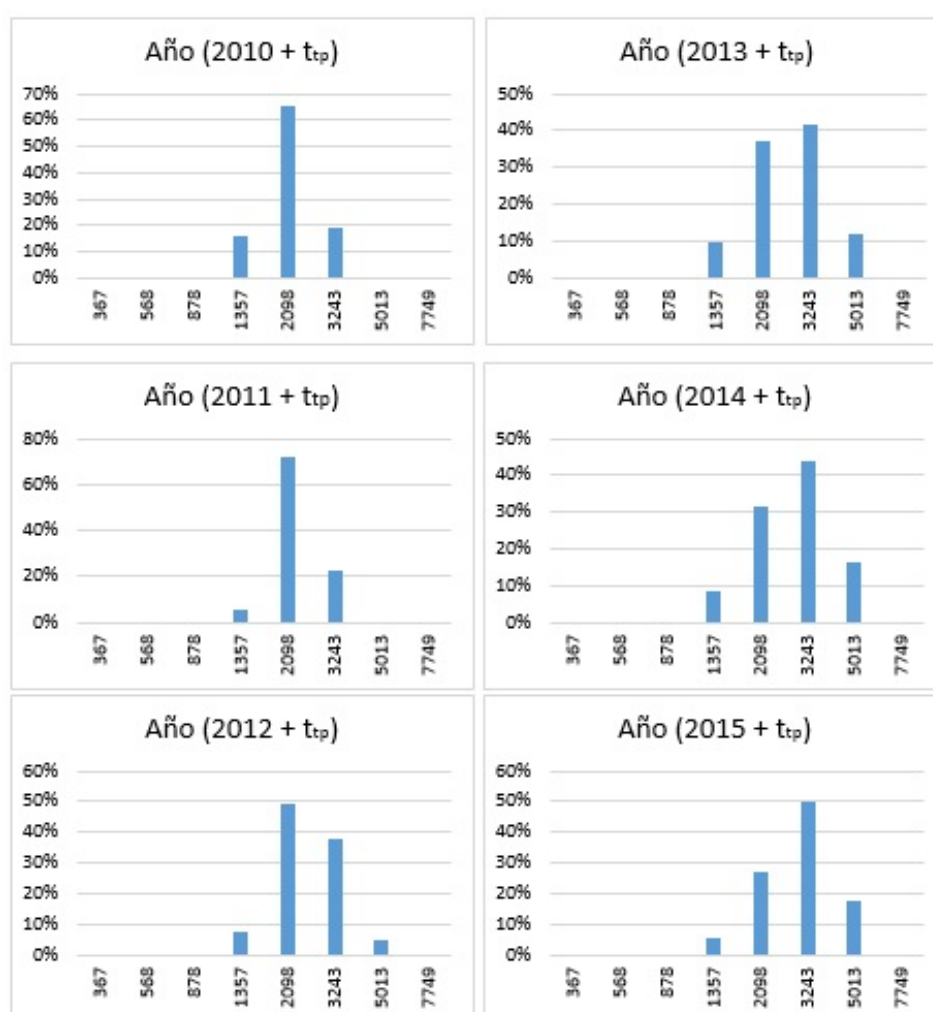
Función de densidad logística: ajuste del cambio de variable a plataformas				
Pi	P'i	Aprox	Error Cuadrático	
99	10	99,47	0,216243936	
154	20	153,76	0,060014765	
238	30	237,68	0,103947433	
367	40	367,41	0,165471166	
568	50	567,94	0,003051188	
878	60	877,94	0,003553299	
1357	70	1357,14	0,019000374	
2098	80	2097,89	0,011911287	
3243	90	3242,96	0,001465614	
5013	100	5013,04	0,001237799	
7749	110	7749,25	0,062601309	
				a 64,3445
				b 0,0436
				Pi=a*EXP(b*P'i)
				0,648498169

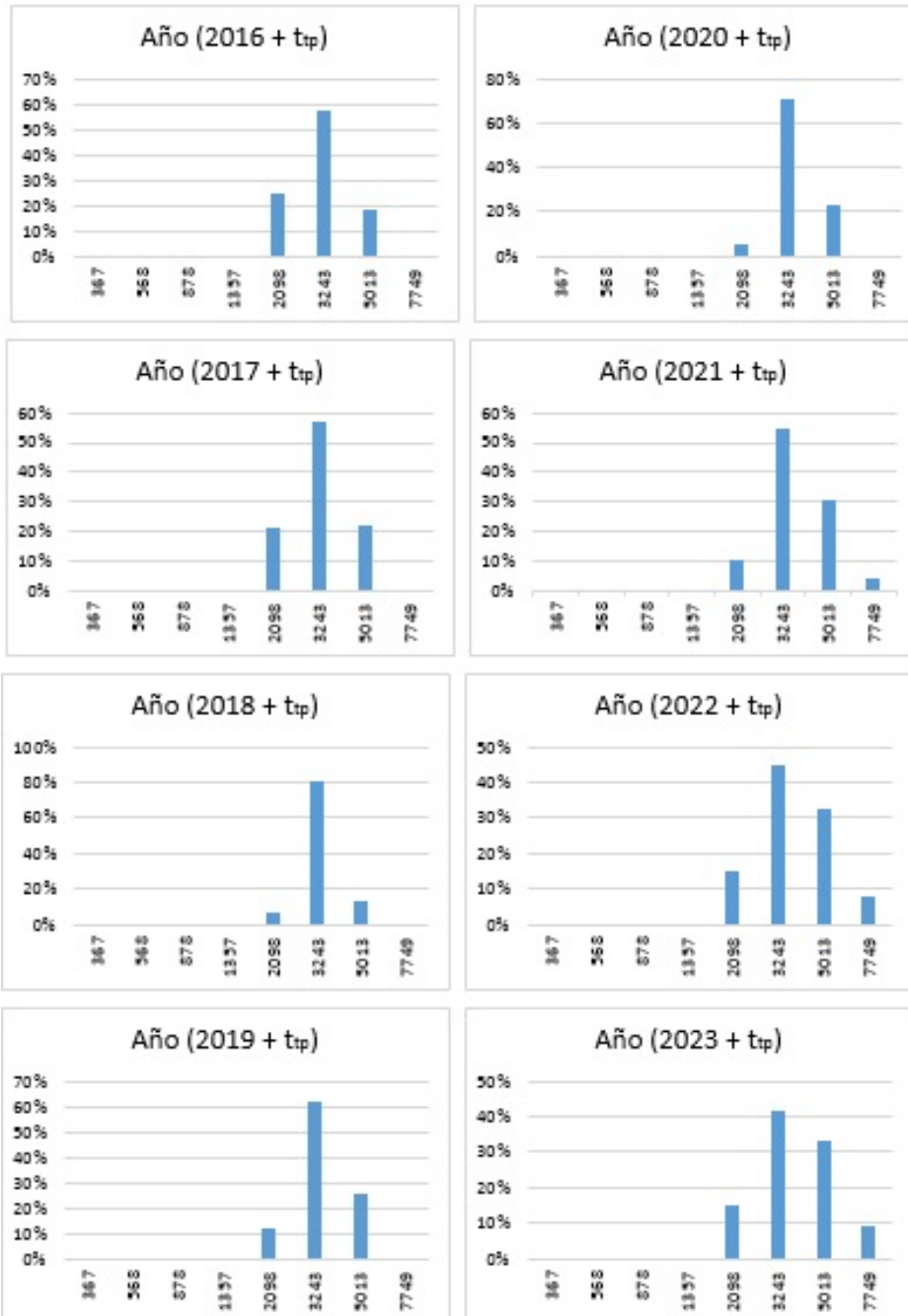
Figura D.1: Cambio de variable, aproximación y cálculo del error cuadrático.

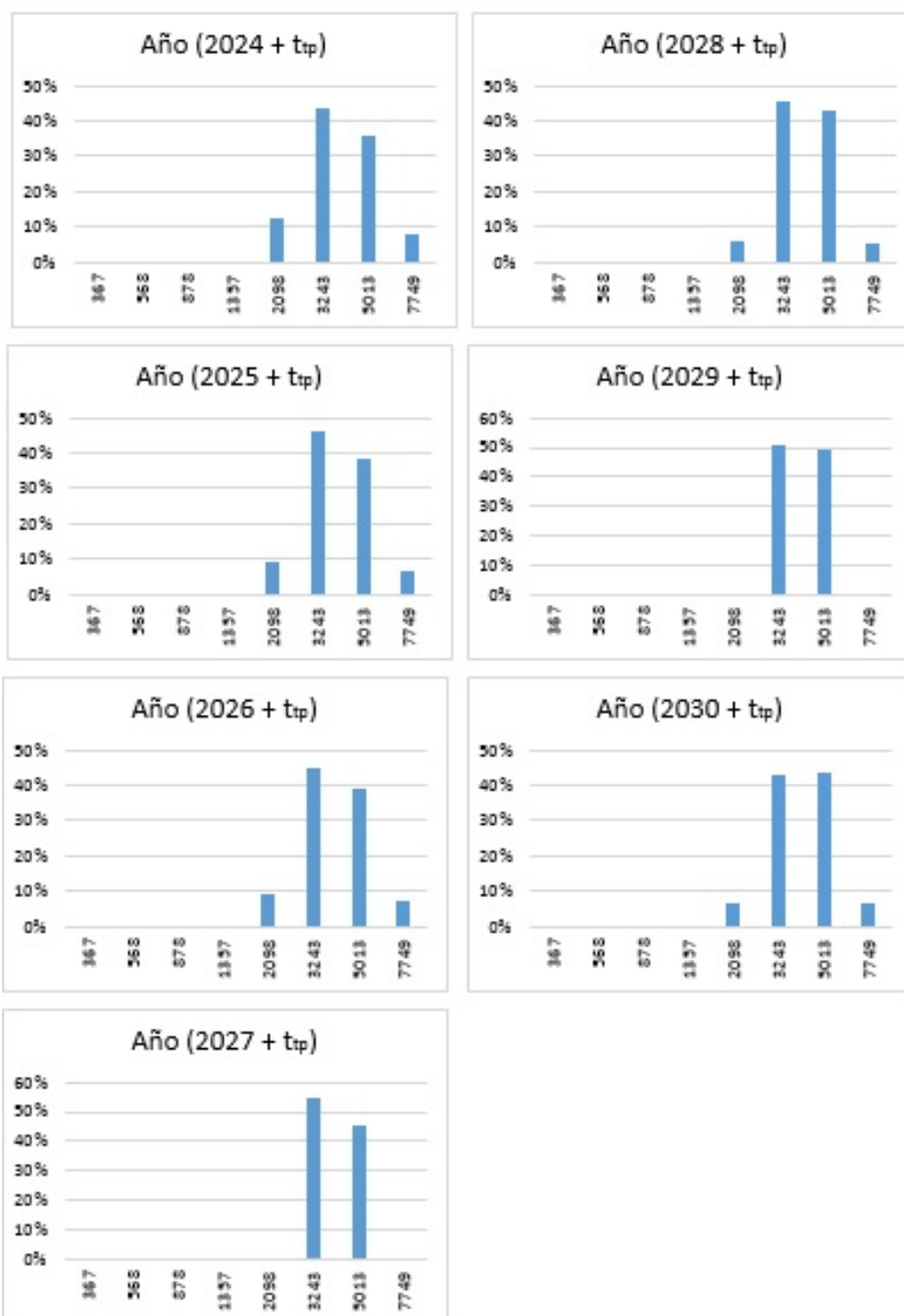
Año	μ	σ
1992	17,2598	3,91808
1993	11,6201	2,65225
1994	38,4124	4,56311
1995	44,592	4,15079
1996	47,2205	3,41722
1997	46,0679	3,66632
1998	48,0747	2,64099
1999	50,4016	3,00803
2000	51,0691	2,28492
2001	54,0046	3,47054
2002	60,1876	3,05696
2003	59,9023	3,44108
2004	64,4067	4,73652
2005	70,3041	4,51979
2006	71,9151	4,37075
2007	76,0014	3,74821
2008	77,9446	3,46887
2009	79,0196	2,36596

Cuadro D.1: Medias y desviaciones típicas obtenidas

Figura D.2: Histogramas estimados para el periodo comprendido entre el 2010 y el 2030, más el “turning point” correspondiente.







Apéndice E

Aportaciones derivadas y complementarias I: Patente y artículos

- Balbás García, F. J., Aranda Sierra, J. R., & Ruiz Puente, M. D. C. (2014). “Procedimiento de repotenciación de un parque eólico.”

Patente Inventiva Nacional con examen previo, número 201500012, publicada el 20 de noviembre de 2015. O.E.P.M., Paseo de la Castellana, 75 - 28071 Madrid (España).

- Balbás, F. J, Aranda, J. R., Lombillo, I., & Villegas, L. (2015). “Metodología aplicada a la eficiencia energética basada en un anterior estudio técnico-económico relacionado con el ciclo de vida de las tecnologías.” DYNA, 90(5), 468. doi: <http://dx.doi.org/10.6036/7655>. ISSN: 0012-7361.

- Balbás F. J., Aranda J., Lombillo I. and Villegas L., (2015). “The Importance of Energy Efficiency and Proposal of Comparative Analysis: Practical Case of Lighting.” *DYNA Energía y Sostenibilidad*, 4(1). 1-9. DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/ES7489>.
- Balbás, F. J., (2016). “Perspectivas y posibles escenarios de las renovables en el sistema eléctrico español.” *Técnica Industrial*, 313 (en prensa).

La presentación de las distintas aportaciones se reduce a lo imprescindible para no sobrecargar el documento, indicando solamente las concesiones, reivindicaciones, portadas, identificadores y páginas inicial y final de las distintas referencias.



MINISTERIO
DE INDUSTRIA, ENERGÍA
Y TURISMO



Oficina Española
de Patentes y Marcas

04

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA
Pabellón de Gobierno, Ayda de los Castros s/n
39005 Santander
Cantabria

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA REGISTRO GENERAL
Entrada N.º 201500007291 20/11/2015 12:33:04

Madrid, a 13 de noviembre de 2015

Concesión con Examen Previo de la solicitud de Patente Nacional 201500012

Conforme al artículo 39 de la Ley 11/1986 de Patentes, se le notifica que una vez realizado el Examen Previo de su solicitud de patente y:

- ☒ No habiendo objeciones por parte de esta Oficina, ni oposiciones de terceros,
- ☐ Subsanadas las objeciones señaladas por la Oficina,
- ☐ Alegadas adecuadamente y/o subsanadas las oposiciones de terceros,

ha sido acordada la Concesión de la patente solicitada.

Está previsto que dicha concesión sea publicada en el Boletín Oficial de la Propiedad Industrial (BOPI) de fecha 20/11/2015, que podrá consultarse en la web de la OEPM (www.oepm.es).

Se podrá recoger el correspondiente Título a partir de la publicación del anuncio de Concesión en el Boletín Oficial de la Propiedad Industrial (BOPI).

Contra el presente acto, que no pone fin a la vía administrativa, cabe interponer recurso de alzada ante la Dirección General de la OEPM, en el plazo de **un mes** a contar desde la fecha de publicación de la mención de la resolución en el BOPI.

Atentamente,

Fdo.: Amaya Ezcurra Martínez
El/La director/a del Departamento de Patentes e I.T.
P.D. Firma: El/La Jefe/a de Servicio de Examen de Patentes (Res. 05/09/2007).



MINISTERIO
DE INDUSTRIA, ENERGÍA
Y TURISMO



Oficina Española
de Patentes y Marcas

Motivos de la resolución de la solicitud de Patente Nacional 201500012

Examinador: Jaime Galán Mas

Nº Publicación: ES2537586

RESOLUCIÓN

	SI	NO		SI	NO
Hubo Objeciones	☐	☒	Contestó	☐	☒
Hubo Oposiciones	☐	☒	Contestó	☐	☒
Hubo Resolución Motivada	☐	☒	Contestó	☐	☒

Motivos de la Resolución:

A la vista de la modificación de las reivindicaciones y de las alegaciones presentadas junto a la petición de Examen Previo, posteriormente al Informe sobre el Estado de la Técnica, se considera que existen diferencias entre el objeto de la nueva reivindicación 1 y los documentos citados en dicho informe, especialmente las referidas al procedimiento de obtención de la fecha óptima de repotenciación de parques eólicos, que podrían no ser evidentes para un experto en la materia a partir del estado de la técnica citado por lo que la nueva reivindicación 1 cumpliría los requisitos de novedad y actividad inventiva de acuerdo a los artículos 6 y 8 de la Ley 11/1986.

En consecuencia, la reivindicación dependiente 2 también cumpliría dichos requisitos de novedad y actividad inventiva.



① Número de publicación: **2 537 586**

② Número de solicitud: 201500012

⑤ Int. Cl.:

F03D 11/04 (2006.01)

G06Q 10/06 (2012.01)

⑫ **PATENTE DE INVENCION CON EXAMEN PREVIO**

B2

② Fecha de presentación:
23.12.2014

④ Fecha de publicación de la solicitud:
09.06.2015

Fecha de modificación de las reivindicaciones:
31.07.2015

Fecha de la concesión:
13.11.2015

④ Fecha de publicación de la concesión:
20.11.2015

⑦ Titular/es:

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA (100.0%)
Pabellón de Gobierno, Avda. de los Castros s/n
39005 Santander (Cantabria) ES

⑦ Inventor/es:

BALBÁS GARCÍA, Francisco Javier;
ARANDA SIERRA, José Ramón y
RUIZ PUENTE, María Del Carmen

⑤ Título: **Procedimiento de repotenciación de un parque eólico**

⑤ Resumen:

Procedimiento de repotenciación de un parque eólico inicial, configurado para maximizar la reutilización y/o ampliación de infraestructuras y/o elementos constructivos, por el que, cada vez que se avanza en el tiempo y finaliza un año de la vida útil del parque eólico inicial, se realiza un análisis dinámico anual que comprende, entre otras etapas, determinar las líneas de tendencia de la potencia eléctrica media de los aerogeneradores instalados en la región donde se encuentra dicho parque y de la relación entre la potencia de los aerogeneradores y sus dimensiones de rotor; para los años restantes de vida útil realizar y determinar, con los datos previamente estimados, el diseño teórico de un parque eólico repotenciado tal que coincidan la máxima cantidad de infraestructuras y/o elementos constructivos entre dicho parque y el parque eólico inicial construido; obtener la fecha óptima definitiva para realizar la repotenciación en el año en el que se obtiene mayor coincidencia; y realizar la repotenciación del parque eólico mediante el diseño y en la fecha óptima obtenidos.

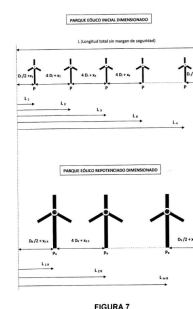


FIGURA 7

ES 2 537 586 B2

Aviso: Se puede realizar consulta prevista por el art. 40.2.8 LP.

ES 2 537 586 B2

REIVINDICACIONES

1. Procedimiento de repotenciación de un parque eólico inicial, configurado para maximizar la reutilización y/o ampliación de infraestructuras y/o elementos constructivos, caracterizado por que comprende, cuando dicho parque eólico inicial aún no está construido, las etapas de:
- diseñar de forma teórica al menos un parque eólico inicial en un emplazamiento virgen sin considerar la ubicación exacta de las torres aerogeneradoras e infraestructuras, tal que se obtienen las características de los aerogeneradores, se define el número de torres aerogeneradoras e infraestructuras y su producción anual estimada, se detallan las distancias mínimas de separación entre las torres aerogeneradoras e infraestructuras sin pérdida de producción energética, y se establece el número de años de vida útil de dicho parque eólico;
 - determinar, para una duración de al menos la vida útil del parque eólico inicial, la línea de tendencia de la potencia eléctrica media de los aerogeneradores instalados en la región donde se encuentra dicho emplazamiento virgen, y la línea de tendencia de la relación entre la potencia de los aerogeneradores y sus dimensiones de rotor;
 - para cada año de vida útil del parque eólico inicial, y con los datos previamente estimados, realizar el diseño teórico de al menos un parque eólico repotenciado sin considerar la ubicación exacta de las torres aerogeneradoras e infraestructuras, considerando el mismo emplazamiento virgen en donde se prevé construir el parque eólico inicial, tal que se obtienen las características de los aerogeneradores que según las líneas de tendencia se estima presenten ese año, se define el número de torres aerogeneradoras e infraestructuras y su producción anual estimada y se detallan las distancias mínimas de separación entre las torres aerogeneradoras e infraestructuras sin pérdida de producción energética, de tal forma que para cada año de vida útil del parque eólico inicial existe al menos un diseño teórico de parque eólico repotenciado;
 - diseñar teóricamente y con ubicación exacta de torres aerogeneradoras e infraestructuras, cada parque eólico repotenciado para cada año de vida útil del parque eólico inicial y el parque eólico inicial, estableciendo una comparativa entre el parque eólico inicial con cada parque eólico repotenciado, tal que coincidan en cada comparativa la máxima cantidad de infraestructuras y/o elementos constructivos, maximizando así la reutilización y el aprovechamiento;
 - de todas las comparativas efectuadas, obtener el diseño teórico de parque eólico inicial con ubicación exacta de torres aerogeneradoras e infraestructuras, con el que se obtiene mayor coincidencia de infraestructuras y/o elementos constructivos;
 - de todas las comparativas efectuadas, obtener la fecha óptima estimada para realizar la repotenciación del parque eólico inicial, correspondiente al año con el que se obtiene mayor coincidencia de infraestructuras y/o elementos constructivos;
 - construir el parque eólico inicial bajo el diseño que proporciona mayor coincidencia de infraestructuras y/o elementos constructivos, y con una repotenciación prevista para la fecha óptima estimada;

ES 2 537 586 B2

y **caracterizado** por que comprende, cada vez que se avanza en el tiempo y finaliza un año de la vida útil del parque eólico inicial ya construido y hasta que se alcance la fecha óptima de repotenciación definitiva, las etapas de:

- 5 - determinar la línea de tendencia de la potencia eléctrica media de los aerogeneradores instalados en la región donde se encuentra ubicado el parque eólico inicial, y la línea de tendencia de la relación entre la potencia de los aerogeneradores y sus dimensiones de rotor, para una duración de al menos los años restantes de vida útil del parque eólico inicial construido;
- 10 - realizar para los años de vida útil restantes del parque eólico inicial construido, y con los datos previamente estimados, el diseño teórico de al menos un parque eólico repotenciado por año sin considerar la ubicación exacta de las torres aerogeneradoras e infraestructuras, considerando el emplazamiento en donde se encuentra construido el
- 15 parque eólico inicial, tal que se obtienen las características de los aerogeneradores que según las líneas de tendencia se estima presenten cada año, se define el número de torres aerogeneradoras e infraestructuras y su producción anual estimada y se detallan las distancias mínimas de separación entre las torres aerogeneradoras e infraestructuras sin pérdida de producción energética, de tal forma que para cada año de vida útil restante
- 20 del parque eólico inicial existe al menos un diseño teórico de parque eólico repotenciado;
- diseñar teóricamente cada parque eólico repotenciado para cada uno de los años de vida útil restantes del parque eólico inicial construido, y con ubicación exacta de torres aerogeneradoras e infraestructuras, estableciendo una comparativa entre cada parque
- 25 eólico repotenciado y el parque eólico inicial construido, tal que coincidan en cada comparativa la máxima cantidad de infraestructuras y/o elementos constructivos, maximizando así la reutilización y el aprovechamiento;
- de todas las comparativas efectuadas, obtener el diseño teórico de parque eólico repotenciado con ubicación exacta de torres aerogeneradoras e infraestructuras, con el
- 30 que se obtiene mayor coincidencia de infraestructuras y/o elementos constructivos;
- de todas las comparativas efectuadas, obtener la nueva fecha óptima estimada para realizar la repotenciación del parque eólico inicial, correspondiente al año con el que se
- 35 obtiene mayor coincidencia de infraestructuras y/o elementos constructivos;
- realizar, cuando se alcance la nueva fecha óptima estimada, la repotenciación del parque eólico inicial construido mediante el diseño de parque eólico repotenciado
- 40 calculado previamente y pudiendo confirmar que dicha fecha es la óptima definitiva de repotenciación.
2. El procedimiento de la reivindicación 1, donde en el caso de que la mayor coincidencia de infraestructuras y/o elementos constructivos coincidentes entre el parque eólico repotenciado y el parque eólico inicial construido se obtenga en el último año de la vida
- 45 útil de dicho parque eólico inicial construido, se analiza el número de coincidencias en los años sucesivos al fin de la vida útil.



■■■ colaboración

Metodología aplicada a la eficiencia energética basada en un estudio previo técnico-económico relacionado con el ciclo de vida de las tecnologías

F. Javier Balbás¹, J. Ramón Aranda¹,
Ignacio Lombillo² y Luis Villegas²

¹ Universidad de Cantabria. Escuela de Ingeniería Industrial

² Universidad de Cantabria. Escuela de Ingeniería Civil

DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/7655>

Se presenta una metodología centrada en intervenciones de eficiencia energética. Esta metodología se basa en la importancia de desarrollar un estudio previo técnico-económico relacionado con el ciclo de vida de las tecnologías, y pretende hacer más objetiva la selección entre varias alternativas tecnológicas y operacionales.

Previamente, se define y evalúa la vida efectiva y el ciclo de vida de una tecnología y su relación con la amortización de la inversión.

La vida efectiva de la tecnología se define como el cociente entre la vida útil de la tecnología y su utilización anual.

Las tecnologías experimentan sucesivas etapas en su ciclo de vida: desarrollo, crecimiento, madurez y saturación o límite tecnológico. El avance de la sociedad hace que los ciclos de vida sean cada vez más reducidos. Por tanto, es necesario evaluar la extensión de la vida útil de una alternativa tecnológica en comparación con el ciclo de vida asociado y de la posible depreciación tecnológica debido a la aparición de nuevas tecnologías con más prestaciones.

El aumento de la vida útil de un sistema suele estar relacionado con el aumento proporcional de los costes de inversión y/o mantenimiento. Aunque una mayor vida efectiva afecta positivamente al beneficio, puede provocar la pérdida de uso de avances tecnológicos en el futuro. Por ello, parece razonable limitar la vida efectiva de la inversión a la vida tecnológica de la intervención,

cuya magnitud dependerá del tipo de intervención, no siendo la misma para una instalación fotovoltaica, para una instalación de alumbrado, etc.

Por otro lado, una vida efectiva reducida influye positivamente sobre la amortización pero, también, requiere nuevas reposiciones con su correspondiente variación de costo, es decir, que se amortiza primero, pero también es necesario volver a realizar inversiones y, posiblemente, siendo más caras. Esta discrepancia puede resolverse teniendo un tiempo de duración de la intervención a realizar, común para todas las alternativas propuestas. Así, para comparar alternativas tecnológicas, en primer lugar, es necesario obtener la suma de las amortizaciones necesarias por cada alternativa tecnológica para cubrir dicho tiempo de duración común seleccionado. Esto permite eliminar el error de elegir una alternativa de rápida amortización pero cuya vida efectiva también sea muy pequeña.

En la metodología propuesta se utiliza como tiempo de duración común y límite la vida tecnológica. De este modo el ciclo de vida y la amortización de la inversión permiten limitar la variable tiempo, facilitando el análisis comparativo entre las diferentes alternativas, reduciendo la posibilidad de confusión.

Posteriormente, se presenta el denominado *Punto Cero Técnico-económico* el cual supone que el coste anual de la inversión es igual al importe económico anual del ahorro energético. Dicho punto no se asocia a un consumo energético nulo, lo que indica es un equilibrio entre el ahorro de energía obtenido y el coste de la inversión, es decir, que la inversión realizada se amortizará, año a año, con el ahorro energético trasladado a la factura eléctrica y, por tanto, no implica ningún desequilibrio económico para el consumidor.

Una vez expuestas las bases, se pro-

pone el proceso metodológico, organizado en varias fases:

Recopilación de datos y la identificación y la tabulación de las posibles alternativas para realizar la intervención.

Determinar la vida efectiva de todas las alternativas presentadas. Cuando la vida efectiva sea mayor que la vida tecnológica, se utilizará esta segunda en los cálculos a determinar.

Obtener la suma de las amortizaciones necesarias para cada alternativa para cubrir un tiempo común de referencia igual a la vida tecnológica de la intervención.

Representación de las diferentes alternativas, mediante una gráfica con el coste anual de inversión en el eje x, y la renta anual, en el eje y.

A partir de la gráfica anterior se reduce el estudio a unas determinadas alternativas, inicialmente seleccionando las de mayor renta y, seguidamente, las que precisan menor inversión económica.

Se podrán establecer requerimientos, bien por la magnitud energética a reducir o bien por la magnitud de la inversión a realizar. Finalmente, conocidas las alternativas más rentables económicamente, en caso de duda, se hará un estudio más exhaustivo de éstas si fuera menester, pudiendo comparar cuantitativamente los incrementos de renta e inversión.

Como conclusión, en la aplicación del método de análisis aparecen cuatro factores principales: la vida efectiva de la tecnología, la vida tecnológica de la actuación, el coste de inversión y el ahorro tanto energético como económico, observando, que no siempre es positiva una extensión de la vida útil a cualquier precio, ni una elevada reducción de potencia, ni la inversión más reducida, sino que se debe analizar todo el conjunto de variables.

REFERENCIA

BALBAS-GARCIA, Francisco Javier, ARANDA-SIERRA, Jose Ramon, LOMBILLO-VOZMEDIANO, Ignacio et al. THE IMPORTANCE OF ENERGY EFFICIENCY AND PROPOSAL OF COMPARATIVE ANALYSIS: PRACTICAL CASE OF LIGHTING. DYNA Energía y Sostenibilidad, Enero 2015, vol. 4, no. 1, p.1-9. DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/ES7489>



RELEVANCIA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA Y PROPUESTA DE
ANÁLISIS COMPARATIVO: CASO PRÁCTICO EN LUMINARIA

F. Javier Balbás García, J. Ramón Aranda Sierra, Ignacio Lombillo
Vozmediano, Luis Villegas Cabredo

Tecnología Energética
3322.99 Eficiencia
Energética

RELEVANCIA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA Y PROPUESTA DE ANÁLISIS COMPARATIVO: CASO PRÁCTICO EN LUMINARIA

F. Javier Balbás-García*, J. Ramón Aranda-Sierra*, Ignacio Lombillo-Vozmediano** y Luis Villegas-Cabredo**

*UNIVERSIDAD DE CANTABRIA, E.T.S. de Ingenieros Industriales y de Telecomunicación. Dpto. de Ingeniería Eléctrica y Energética. C/ Avda. de Los Castros, s/n – 39005 Santander (Cantabria). Tfno: +34 607 353 833 balbasfi@unican.es

** UNIVERSIDAD DE CANTABRIA, E.T.S. de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos. Dpto. de Ingeniería Estructural y Mecánica. Avda. de Los Castros, s/n – 39005 Santander (Cantabria).

Recibido: 2/dic/2014 - Aceptado: 17/abr/2015 - DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/ES7489>

THE IMPORTANCE OF ENERGY EFFICIENCY AND PROPOSAL OF COMPARATIVE ANALYSIS: PRACTICAL CASE OF LIGHTING

ABSTRACT

Analyzing the special features of an electric system, energy efficiency is presented as a necessary and interesting solution to the consumer. The present study is focused on the techno-economical optimization in the selection of the best energy efficiency action. The main aim is to propose a new methodology of analysis and decision-making, with an easy example in lighting, which may be extrapolated to other applications.

Keywords: efficiency, electric system, installed power, effective lifetime, technologic life, useful life, profit-earning capacity.

RESUMEN

Analizando las particularidades del sistema eléctrico español, se presenta la eficiencia energética como una solución necesaria e interesante para el consumidor. El estudio realizado posteriormente busca la optimización técnico-económica en la selección de la medida de eficiencia energética a adoptar, proponiendo una metodología de análisis y decisión, con un sencillo ejemplo en luminaria, extrapolable a otro tipo de aplicaciones.

Palabras clave: eficiencia, sistema eléctrico, potencia instalada, vida efectiva, vida tecnológica, vida útil, renta.

1.- INTRODUCCION

Inicialmente, el presente artículo alude a la evolución y perspectivas del sistema eléctrico español, en el contexto europeo, y la relevancia de la eficiencia energética para el consumidor final. A continuación, se plantea la importancia de desarrollar previamente un estudio técnico-económico relacionado con el ciclo de vida de las tecnologías, para enfocar las actuaciones de eficiencia energética. Seguidamente, se propone una metodología de trabajo, ilustrada con un ejemplo práctico. Finalmente, se exponen las principales conclusiones y posibles nichos de aplicación de la metodología propuesta.

1.1.- EL SISTEMA ELÉCTRICO Y EL CONSUMIDOR DOMÉSTICO: CASO ESPAÑOL DENTRO DEL CONTEXTO EUROPEO

La necesidad de la generación eléctrica mediante recursos renovables queda patente en situaciones internacionales como las experimentadas en los últimos años, por ejemplo, el elevado coste alcanzado por los recursos fósiles (114,46\$ el Barril de Brent a 19/6/2014) [1] o el conflicto armado de Ucrania, acontecimientos donde se ha destapado el negativo efecto de la dependencia energética de otras regiones. La disponibilidad de recursos propios, aporta mayor capacidad para hacer frente a negativas situaciones coyunturales. Europa ha apostado por fomentar las energías renovables y paliar su dependencia externa de recursos fósiles, pero su implantación precisa de ciertos cambios estructurales y necesidades que florecen según aumenta la contribución de dichas energías al sistema eléctrico. En el caso de España, las interconexiones eléctricas europeas ayudarán a la integración de las energías renovables al sistema eléctrico y aminorarán otros factores limitadores, por ejemplo del tipo económico, que se irán exponiendo a lo largo de este capítulo. A continuación se describe la evolución del sistema eléctrico español y sus particularidades, dentro del contexto europeo, para finalizar con las futuras perspectivas.



RELEVANCIA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA Y PROPUESTA DE ANÁLISIS COMPARATIVO: CASO PRÁCTICO EN LUMINARIA

F. Javier Balbás García, J. Ramón Aranda Sierra, Ignacio Lombillo Vozmediano, Luis Villegas Cabredo

Tecnología Energética
3322.99 Eficiencia
Energética

- Determinar con mayor rigor la variación del coste de cada tecnología según la etapa de ciclo de vida en la que se encuentre. Etapa que se valoraría según el número de patentes asociadas a dicha tecnología. La evolución del precio se fundamentaría en la mejora de la eficiencia en el proceso productivo, la reducción del coste del material, importaciones y a la variación de sus ventas.
- Aplicar la metodología a la información obtenida mediante el uso de programas simplificados tipo CE3X, para valorar el conjunto de actuaciones más eficiente.
- Teniendo presente la exigencia por parte administrativa [20] de incorporar sistemas de generación eléctrica en las edificaciones, en consonancia a las directivas europeas, se podría estudiar la correlación entre el "Punto Zero Técnico-Económico" y la auto generación mediante recursos renovables, para cumplir los parámetros establecidos por Ley.

BIBLIOGRAFÍA

- (1) U.S. Energy Information Administration, 1000 Independence Ave., SW Washington, DC 20585 (U.S.A.). Web: <http://www.iea.gov/>
- (2) Esteban Bolea M. T. Renewable energies in electricity supply in Spain. *International Federation of Consulting Engineers, International Congress* (Barcelona, 15-18 September 2013)
- (3) Anuarios. Red Eléctrica Española, 2014. Disponible en Web: <http://www.ree.es/es/publicaciones/sistema-electrico-espanol/informe-anual>
- (4) Informe sobre la propuesta de orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos y se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación. CNMC, Comisión Nacional del Mercado y de la Competencia, 3 de Abril de 2014.
- (5) Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura 2013-2017. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 2014
- (6) Decisión del Consejo, de 10 de diciembre de 2010, relativa a las ayudas estatales destinadas a facilitar el cierre de minas de carbón no competitivas. Diario Oficial de la Unión Europea, número 336, de 21 de Diciembre de 2010, páginas 24 a 29
- (7) International Energy Agency, 2013. *Key world energy statistics 2013*. Disponible en Web: http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebsite/2013/Files/WEO2013_Ch06_Renewables.pdf
- (8) International Energy Agency, 2013. IEA WIND 2012 Annual Report. Disponible en Web: <http://www.ieawind.org/>. Files: http://www.ieawind.org/files/annual_reports_PDF/2012/2012%20IEA%20Wind%20AR_smallPDF.pdf
- (9) Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2013. *Renewables Made in Germany*. Disponible en Web: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Erneuerbare/Dokumente/File:RMIG_Broschuere_esp.pdf
- (10) Nicolas Bocard, 2014. "The cost of nuclear electricity: France after Fukushima". *Energy Policy*. *Energy Policy*, Vol. 66-14 p.450-461, DOI:10.1016/j.enpol.2013.11.037
- (11) European Commission. *Tables, Graphs and Maps Interface (TGM)*. Disponible en Web: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/database>
- (12) Informe sobre la liquidación provisional 5/2014 del sector eléctrico. Análisis de resultados y seguimiento puntual de la proyección anual de los ingresos y costes del sistema eléctrico, 17 de Julio de 2014. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 2014
- (13) Real Decreto de Ley 9/2013, de 12 de Julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Boletín Oficial del Estado número 167, de 13 Julio de 2013, páginas 52106 a 52147
- (14) Planificación energética, Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica, 2015-2020, primera propuesta. Noviembre de 2014. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio del Gobierno de España.
- (15) Fernández-Salvador V. "Simulación energética de una vivienda de consumo casi nulo". *DYNA Energía y Sostenibilidad*. Enero 2012. Vol. 1-1 p.1-10. DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/ES1012>
- (16) Ruá, M., & López-Mesa, B. (2012). Certificación energética de edificios en España y sus implicaciones económicas. *Informes de la Construcción*, 64(527): 307-318 doi: <http://dx.doi.org/10.3989/ic.11.028>
- (17) Ruedas Pérez L. Envolvente Térmica. *La Certificación Energética de Edificios: Experiencia y Perspectivas* (Valladolid, 15 Abril de 2013).
- (18) Luo Y, Shao Y, Chen T. "Study of new wall materials design based on Triz integrated innovation method". *Management Science & Engineering*, Vol. 6 p.15-29. DOI: <http://dx.doi.org/10.3968/j.mse.1913035X20120604.635>
- (19) Zabalza I, Valero A, Aranda A. "Life cycle assessment of building materials: Comparative analysis of energy and environmental impacts and evaluation of the eco-efficiency improvement potential". *Building and Environment*, Vol. 46 p.1133-1140
- (20) Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de octubre de 2012 relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE

Apéndice F

Aportaciones complementarias y derivadas: Congresos internacionales y varios

- Balbás, F. J., Aranda, J., Lombillo, I., Ruiz M. C., Villegas, L., & Kata, N., “Building in Developing Countries”. In *IAHS XXXVIII World Congress on Housing*, April 16-19, 2012, Istanbul, Turkey.
- Balbás, F. J., Ortiz, A., Madrazo, A., Aranda, J., & Lombillo, I. “Protection in the Building to the Lightning.” In *IAHS XXXVII World Congress on Housing*, October 26-29, 2010, Santander, Spain.
- Balbás, F. J., Aranda, J., Soler, J., Lombillo, I. & Villegas, L. “Optimización en las Actuaciones de Mejora de la Eficiencia Energética en la Edificación”. In *REHABEND, Congreso Internacional de la Rehabilitación.*, 1-4 abril, 2014, Santander, España.

- Balbás, F. J. “Una Estrategia Combinada: Cumplir Objetivos 20/20 y Apoyar a la Industria Nacional.” La Sustitución de los Aerogeneradores y la Repotenciación. *Jornadas Técnicas*. Asociación Empresarial Eólica, AEE, 21-22 octubre de 2014, Madrid, España.

La presentación de las distintas aportaciones se reduce a lo imprescindible para no sobrecargar el documento, indicando solamente las portadas, identificadores y páginas inicial y final de las distintas referencias.

Proceedings of the XXXVIII IAHS World Congress

Visions for the Future of Housing Mega Cities

April 16-19, 2012 Istanbul Technical University

edited by

**Oktay Ural
Muhammed Şahin
Derin Ural**



International Association
for Housing Science



ISTANBUL TECHNICAL UNIVERSITY
Pioneer through the ages

IAHS
HOUSING
ISTANBUL
2012

The enclosed DVD-ROM provides the complete version of the papers presented during the XXXVIII IAHS World Congress.

Minimum Configuration

PC Pentium 2 350Mhz or more
512 MB RAM
DVD-ROM Player 4X
SVGA Monitor (800x600)
Windows™ 98, NT, 2000, XP, Vista, 7
Adobe Acrobat™ Reader 9

All rights reserved. No part of this work may be reproduced or stored in an information retrieval system (other than for purposes of review) without the express permission of the publisher in writing.

© 2012 Istanbul Technical University. All rights reserved

ITU Ayazaga Campus
34469 Maslak, Istanbul-Turkey
Tel: + 90 (212) 285 30 30
www.itu.edu.tr
www.housingscience.org

ISBN: 978-975-561-417-5
ISBN: 978-975-561-418-2 (DVD-ROM)

XXXVIII IAHS World Congress
April 16-19, 2012, Istanbul, Turkey

Renewable energy in developing countries (analysis of photovoltaic panels in Togo)

F.J. Balbás, J.R. Aranda

Department of Electrical Engineering and Energy
University of Cantabria, Spain
e-mail: franciscojavier.balbas@unican.es

M^a C. Ruiz

Department of Transport and Technology Projects and processes
University of Cantabria, Spain
e-mail: mdelcarmen.ruiz@unican.es

I. Lombillo, L. Villegas

Department of Structural and Mechanical Engineering. Building Technology R&D Group
University of Cantabria, Spain
e-mail: ignacio.lombillo@unican.es

N. Kata

Faculty of Science and Technical
University of Kara, Togo
e-mail: pkata406@gmail.com

Keywords: charcoal, photovoltaic solar, regulator, inverter,

Abstract

The renewable energies are an alternative to address environmental problems caused by the use of fossil fuels. In some developing countries, the generation of household thermal energy is not obtained by electricity, due to deficiency of resources and facilities. The indiscriminate use of natural resources is the used way. Electrical installations, both in terms of infrastructure and household level, have multiple faults and severe anomalies, following the general trend of all building process in developing countries. As causes of defective execution is the lack of training of technicians and the lack of regulations. This article discusses this problem in Togo, based on the experiences of the authors. It analyzes the environmental and developmental benefits found in the use of photovoltaic solar panels in buildings.

XXXVIII IAHS World Congress April 16-19, 2012, Istanbul, Turkey

ruler of the country. The need for a photovoltaic installation for several reasons can be considered from the point of view of the owner of the House. Some reasons are:

- The high cost of electricity in Togo by its energy dependency with other countries. In addition, in years of drought the own energy production is significantly reduced.
- Large distances to the connection point.

From the point of view of the Government of the country, some reasons are:

- Environmental benefits:
 - The decrease in charcoal consumption, avoiding deforestation of forest area.
 - In the case of using electricity on the network, also reduces the CO₂ emitted into the atmosphere when compared to other energy generation sources. In comparison with natural gas combined cycle generation with a performance of 54%, savings in emissions is quantified in 678.63 Tn CO₂/year by MW [7].
 - It would also reduce the energy demand of a system that is deficient and has significant losses.
- Economic benefits by reducing imported raw material and the reduction of CO₂ emissions in the case of belong to some kind of agreement or international treaty.
- Social benefits with employment generation at the time of installation, maintenance and a possible fabrication of materials.

They are therefore necessary at national and international levels, for the projection of future energy and environmental sustainable, the following guidelines in developing countries:

- Develop action plans for the use of energy renewable.
- Encourage foreign investment in developing countries.
- Grants for the installation of generation with renewable resources systems.
- Implementation of a technical code of the building, which empowered the use of renewable resources in the building.
- Promote academic research in the implementation and operation of these new energy systems.

6. References

- [1] *Wood Energy*, Food and Agriculture Organization of United Nations FAO, <http://www.fao.org> (20/11/2011)
- [2] *The World Factbook*, Central Intelligence Agency, <http://www.cia.gov> (12/10/2011)
- [3] *Togo National Forestry Action Plan Phase1-Togo 2011-2019*, Ministry of Environment and Forest Resources, project TCP/TOG/3203(D)
- [4] *RETScreen International*, Minister of Natural Resours Canada, <http://www.retsscreen.net> (20/10/2011)
- [5] José A. Piqueras, *Calculation of an Autonomous Photovoltaic Solar Installation*, Industrial Technique 281 / May-Jun 2009
- [6] Fadisel SL, *Cooker Solar with Parabolic Reflector C-1010*, <http://www.fadisel.com> (10/12/2011)
- [7] *National Plan of Action of Spain Renewable Energy 2010-2020 PANER*, Institute for energy saving and diversification, 28046 Madrid (Spain)



International Assoc. for Housing Science
Florida International University
www.housingscience.org



R+D Group in Building Technology
University of Cantabria
www.gted.unican.es

37th IAHS World Congress on Housing Science

DESIGN, TECHNOLOGY, REFURBISHMENT AND MANAGEMENT OF BUILDINGS

The Organization of the 37th IAHS World Congress on Housing Science, co-organized by the International Association for Housing Science (IAHS), Florida International University, USA, and the University of Cantabria (UC), Spain, which took place in Santander, Spain, 26-29 October 2010. **CERTIFIES THAT** the Paper:

"PROTECTION IN THE BUILDING TO THE LIGHTNING"

by:

F. J. Balbás; A. Ortiz; A. Madrazo; J.R. Aranda; I. Lombillo

The above paper was peer-reviewed by members of the International Scientific Committee of the Congress. Consequently the paper quality grade was considered as AVERAGE (with contributions of current interest).

Prof. Oktay Ural
President of the International Association
for Housing Science (IAHS)

Prof. Luis Villegas
Full Professor. University of Cantabria
Director of the 37th IAHS World Congress on
Housing



37TH IAHS WORLD CONGRESS ON HOUSING (2010)
DESIGN, TECHNOLOGY, REFURBISHMENT AND MANAGEMENT OF BUILDINGS

THIS WORLD CONGRESS HAS BEEN ORGANIZED BY:



INTERNATIONAL ASSOCIATION FOR HOUSING SCIENCE (IAHS)
UNIVERSITY OF MIAMI
P.O. BOX 242024
CORAL GABLES/MIAMI, FLORIDA 33134, USA
FAX: (305) 461-0921
mailto:iahs@umiami.edu

37TH IAHS WORLD CONGRESS CHAIRMAN
PROFESSOR PHD ENG. LUIS VILLEGAS
PROFESSOR PHD ENG. OTAY LIRAL
PROFESSOR PHD ENG. VITOR ABRANTES
37TH IAHS WORLD CONGRESS COORDINATORS
LECTURER PHD ENG. IGNACIO LOBILLO
ENG. CLARA LUÑO

EDITORS
PROFESSOR PHD ENG. LUIS VILLEGAS
PROFESSOR PHD ENG. OTAY LIRAL
PROFESSOR PHD ENG. VITOR ABRANTES
LECTURER PHD ENG. IGNACIO LOBILLO
ENG. CLARA LUÑO

Editors don't assume responsibility for the correctness, complete state or quality of information available. Unauthorized use may infringe patents owned publication.
No responsibility is assumed by the editors for any damage to persons or property as consequence of the information provided by the authors.

ISBN:
878-84-863-6655-4
DEPÓSITO LEGAL
SA-782-2010
IMPRIME:
GRAFICAS IGUÑA S.A.

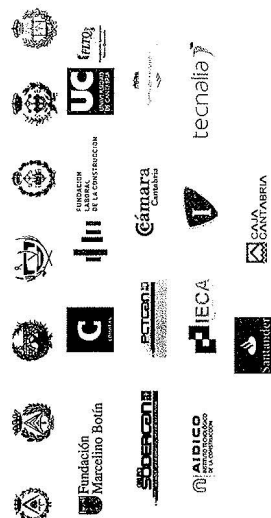
Sponsors / Funders

Spanish Government
Cantabria Government
Santander City Council
University of Cantabria



Collaborators Entities

Colegio de Arquitectos
Colegio de Ingenieros de Caminos, C. y P.
Colegio de Ingenieros Tecnicos de Obras Publicas
Colegio de Ingenieros Industriales
Colegio de Ingenieros de Telecomunicación
Fundación Comillas
Fundación Laboral de la Construcción
Fundación Leonardo Torres Quevedo
Sociedad para el Desarrollo Regional de Cantabria
Parque Científico y Tecnológico de Cantabria
Cámara de Comercio de Cantabria
Puerto de Santander
ADICO - Instituto Tecnológico de la Construcción de la Comunidad Valenciana
ICCA - Instituto Español del Cemento y sus Aplicaciones
INTEMA - Instituto Tecnológico de Materiales y Construcciones
TECNALIA - Corporación Tecnológica del País Vasco
Banco Santander
Caja Cantabria



Protection in the building to the lightning

F. J. Balbás¹, A. Ortiz¹, A. Madrazo¹, J.R. Aranda¹, I. Lombillo²

¹Department of Electrical Engineering and Energy
University of Cantabria, Spain
e-mail: balbasfj@unican.es

²Department of Structural and Mechanical Engineering.
University of Cantabria, Spain

Key words: surges, Faraday cage, Franklin rods, collecting rods.

Abstract

This article aims to show to the designer the importance of protecting buildings before lightning could damage them, not only from the point of view of the construction but also regarding its content and functionality. Once considered the low investment required and obtained the level of protection required by legislation, different security systems, their characteristics and a comparison between them are presented. This should serve the designer to decide on their choice and integration into their new projects.

1. Introduction

The surges are very high voltage spikes of very short duration that may damage the equipment connected to the electrical installation. One of the main causes of surges is lightning. The surge of atmospheric type, have very high peak values and great energy. The need and interest in adequate protection against atmospheric discharges, is caused by various reasons, among which are:

- The possibility of catastrophic consequences for people: burns.
- Economic losses:
 - Damage to buildings, the direct impact of lightning causing damage to structures (buildings, antennas, telecommunications, industrial, etc.) which can become very significant. Fig.1.
 - Damage and fires electrical and communication networks, thereby cutting down the energy supply.

"The fall of two lightning caused a blackout in the public lighting in Lorca (Murcia). The two transformers of the city suffered two separate fires. The failure knocked out power of all services within the Council including public lighting." Tuesday, September 15, 2009 [1].

- Failure to ensure proper, continuous and reliable operation of power, communication and data storage systems.
- Compliance with the provisions of existing regulations, [2,3,4].

possibilities of the market with their advantages and disadvantages has been presented here. However, it is interesting to note that although the legislation do not force, it is worth building to protect from lightning. In the same way, the designer is encouraged to assess what the building is going to contain or what is the function that will play, in order to possibly set a higher standard of protection than that provided.

Finally, it is a good practice the integration of protection elements in the construction design and at the same time, if possible, to take some natural barriers that it can be available, such as metal coatings or pipes of certain thickness.

References

- [1] Cirprotec S.L., *Lightning and surge protection systems*. <http://www.cirprotec.com> (10/5/2010)
- [2] *Building Technical Code CTE. Basic Document SUA, Safety of Use and Accessibility*. <http://www.codigotecnico.org> (25/4/2010)
- [3] *High Voltage Electrotechnical Regulations, Power Stations, Substations, Processing Centers and Additional Instructions*. Editorial Dilex S.L., 2001.
- [4] *Low Voltage Electrotechnical Regulations and Supplementary Technical Instructions*. Editorial Dilex S.L., 2002.
- [5] Dehn Ibérica S.A., *General Catalogue*. <http://www.dehn.es> (20/6/2009)
- [6] A. Madrazo, F.J. Balbás, *Electrical Substations II*. Cantabria University, 2010.
- [7] Anjaca S.L. Engineering and Services, *Surge Protection 2009*
- [8] Franklin France, *Lightning protection*. <http://www.franklin-france.com> (10/5/2010)
- [9] Technological Applications, *Meshed Cage Protection*. <http://www.at3w.com> (28/4/2010)



Universidad de Cantabria

UC
UNIVERSIDAD DE CANTABRIA

 CANTABRIA
CAMPUS
INTERNACIONAL

REHABEND 2014

Congreso Latinoamericano

PATOLOGÍA DE LA CONSTRUCCIÓN, TECNOLOGÍA DE LA REHABILITACIÓN Y GESTIÓN DEL PATRIMONIO

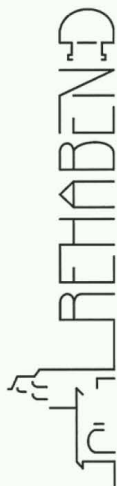
Santander (España), 1-4 Abril 2014

Organizan:

 **GTED-UC**
GRUPO DE TECNOLOGÍA DE LA EDIFICACIÓN

 **AIDICO**
INSTITUTO TECNOLÓGICO
DE LA CONSTRUCCIÓN

 **tecnalia**



REHABEND 2014

Congreso Latinoamericano sobre Patología de la Construcción, Tecnología de la Rehabilitación y Gestión del Patrimonio

Que tuvo lugar en Santander, España, del 1 al 4 de Abril de 2014, certifica que el **Artículo 2.4.26:**

“OPTIMIZACIÓN EN LAS ACTUACIONES DE MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN LA EDIFICACIÓN”

Por:

Balbás, Francisco; Aranda, José; Nuñez, Alberto; Lombillo, Ignacio; Villegas, Luis

Ha sido presentado, revisado por pares académicos pertenecientes al comité científico-técnico del congreso e incluido en el libro de resúmenes y en el CD de artículos completos

Prof. Luis Villegas

Director del Congreso
Catedrático de la Universidad de Cantabria.

Ing. Javier Yuste

Co-Director del Congreso
Director de la Unidad de Investigación en Seguridad y Técnicas Constructivas de AIDICO

Ing. Jesús Díez

Co-Director del Congreso
Director del Área de Infraestructuras de TECNALIA

306 APÉNDICE F. CONGRESOS INTERNACIONALES Y VARIOS

CONGRESO LATINOAMERICANO 2014 SOBRE "PATOLOGÍA DE LA CONSTRUCCIÓN, TECNOLOGÍA DE LA REHABILITACIÓN Y GESTIÓN DEL PATRIMONIO". SANTANDER, DEL 1 AL 4 DE ABRIL DE 2014.

EL CONGRESO HA SIDO ORGANIZADO POR:



**GRUPO DE TECNOLOGÍA
DE LA EDIFICACIÓN (GTED-UC)**
E.T.S. ING. DE CAMINOS, C. Y P.
AVDA. LOS CASTROS S/N
39005 SANTANDER
www.gted.unican.es



**INSTITUTO TECNOLÓGICO
DE LA CONSTRUCCIÓN**
VALÈNCIA PARC TECNOLÒGIC
AVDA. BENJAMÍN FRANKLIN 17
46980 PATERNA (VALENCIA)
www.aidicio.es



TECNALIA
PARQUE TECNOLÓGICO DE BIZKAIA
C/ GELDO, EDIFICIO 700
48160 DERIO
www.tecnalia.com

DIRECCIÓN DEL CONGRESO:

PROF. DR. ING. LUIS VILLEGAS
ING. JAVIER YUSTE
ING. JESÚS DÍEZ

COORDINACIÓN DEL CONGRESO:

PROF. DR. ING. IGNACIO LOMBILLO
ING. CLARA LIAÑO
ING. HAYDEE BLANCO

EDITORES

PROF. DR. ING. LUIS VILLEGAS
PROF. DR. ING. IGNACIO LOMBILLO
ING. CLARA LIAÑO
ING. HAYDEE BLANCO

Los editores no asumen responsabilidad ninguna sobre la actualidad, corrección, el estado completo o la calidad de las informaciones puestas a disposición. El uso no autorizado puede infringir los derechos de propiedad de patentes de publicación.

Ninguna responsabilidad es asumida por los editores por cualquier daño a las personas o a la propiedad como consecuencia de productos o servicios prestados u ofertados por otras personas o entidades, y otros derivados de la operación de algún método, instrucciones o ideas contenidas a continuación.

ISBN del LIBRO de resúmenes
978-84-616-8862-3

ISBN del CD-ROM de artículos
978-84-616-8863-0

Depósito Legal
SA - 132 - 2014

Imprime
Gráficas Iguña, S.A.

Fotografía de portada y cartelería del Congreso
Quintas Fotógrafos (autoría), pertenece al archivo de Fundación Catedral Santa María.

OPTIMIZACIÓN EN LAS ACTUACIONES DE MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN LA EDIFICACIÓN

Balbás, Francisco¹, Aranda, José², Nuñez, Alberto³, Lombillo, Ignacio⁴, Villegas, Luis⁵

1: Universidad de Cantabria
franciscojavier.balbas@unican.es

2: Universidad de Cantabria
jose.aranda@unican.es

3: Hispanofil Santander I+C
alberto.nunez@sonepar.es

4: Universidad de Cantabria
ignacio.lombillo@unican.es

5: Universidad de Cantabria
luis.villegas@unican.es

PALABRAS CLAVE: Eficiencia, curva de demanda, gestión energética, coste marginal, vida efectiva, ciclo de vida, vida útil, rentabilidad.

RESUMEN

Presentando las particularidades de España tanto del sistema eléctrico de potencia como del estado actual de la edificación, se plantea la eficiencia energética, como una solución necesaria e interesante para el usuario. El estudio realizado posteriormente busca la optimización técnico-económica por parte del usuario en la selección de las actuaciones constructivas de mejora, desarrollando una metodología de análisis y decisión, extrapolable a otro tipo de aplicaciones.

1. INTRODUCCIÓN

Mundialmente, se consume más energía primaria (recursos energéticos tipo petróleo, gas, madera, etc.) que la necesaria. Esto es debido, entre otras muchas razones, a las pérdidas energéticas que experimentan tanto la generación, transporte y consumo de la energía y la falta de su reutilización o recuperación. Este consumo o desperdicio de la energía y del agua, sumado a los incrementos de población y del nivel de vida experimentados a nivel mundial en los últimos años, supone un crecimiento alarmante de los impactos negativos sobre el medio ambiente y para las futuras generaciones.

La edificación representa cerca del 40% del consumo total de energía en la Unión Europea. La reducción del consumo de energía y el uso de energía procedente de recursos renovables en el sector de la edificación suponen importantes medidas para reducir la dependencia energética y las emisiones de gases de efecto invernadero [1].

Inicialmente, el presente artículo describe la situación actual de España, sus problemáticas y posibles líneas de actuación dentro de su contexto estructural. A continuación, se plantea la importancia de desarrollar un estudio técnico-económico previo adecuado para efectuar las actuaciones de mejora de la eficiencia energética en una edificación. Se planteará una metodología de trabajo con un ejemplo práctico, para finalizar con la exposición de los resultados obtenidos, conclusiones y posibles líneas futuras de trabajo o aplicación.

Por último y siendo todo lo estudiado y presentado extrapolable al caso industrial, se plantean a continuación, posibles futuras líneas de estudio:

- Desarrollo de una gráfica de carácter dinámico donde se podrían valorar variaciones de precios, aparición de nuevos productos o materiales, etc.
- Determinar la magnitud y el alcance de la vida efectiva en la toma de decisiones para distintas tipologías de actuación.
- Ampliar la información obtenida mediante los programas simplificados tipo CE3X para el desarrollo de las mejoras o actuaciones más eficientes.
- En caso de exigencia por parte administrativa, en consonancia a las directivas europeas [1], la correlación que se podría establecer entre el punto óptimo y el consumo de la energía deficitaria necesaria mediante recurso renovable y de un punto de acometida próximo del entorno.

4. BIBLIOGRAFÍA

[1] Directive 2010/31/EU of The European Parliament and of The Council of 19 May 2010 on the energy performance of buildings. Official Journal of the European Union (18/6/2010).

[2] REE, Red Eléctrica Española, *Demanda de la energía eléctrica durante intervalos de tiempo*, https://demanda.ree.es/comparativa_curvas.html (3/12/2013)

[3] Foro de la Industria Nuclear Española, *Energía 2013*. Algor, S.L. Madrid 2013.

[4] EUROSTAT HOME, European Commission, *Tables, Graphs and Maps Interface (TGM)*, <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/> (20/8/2013)

[5] ASNAE, Asociación Nacional de Ahorro y Eficiencia Energética, *Comparativa europea de precios de la energía*, Abril 2012.

[6] UNESA, Asociación Española de la Industria Eléctrica, *Calculadora de consumo*, <http://www.unesa.es/> (15/6/2013)

[7] Ministerio de Industria, Energía y Turismo, Gobierno de España, *Reforma del sistema eléctrico: una reforma necesaria*, 12 de Julio de 2013.

[8] Consejo de Ministros del 12 de Julio de 2013, Ministerio de la Presidencia, Gobierno de España, Secretaría de Estado de Comunicación.

[9] Ministerio de Fomento, Gobierno de España, *Observatorio de vivienda y suelo, boletín especial de rehabilitación y alquiler 2013*, Centro de publicaciones, Secretaría de Estado.

[10] Martínez López, P., directora general de Arquitectura y Vivienda del Ministerio de Fomento, *Jornadas del Colegio de Registradores de Catalunya, La Vanguardia*, <http://www.lavanguardia.com/economia/> (7/5/2013).

[11] Consejo de Ministros del 12 de Julio de 2013, Ministerio de la Presidencia, Ministerio de Fomento, Gobierno de España, *Proyecto de Ley de Rehabilitación, Regeneración y Renovación Urbana y Plan Estatal de Vivienda 2013-16*, Secretaría de Estado de Comunicación.

[12] Ruedas Pérez, L., Envolvente Térmica, *La Certificación Energética de Edificios: Experiencia y Perspectivas*, Fundación Gas Natural Fenosa, Valladolid 15 de Abril de 2013.



Jornadas Técnicas 2014

Madrid, 21 y 22 de octubre



Organizadas por:





Miércoles 22 de octubre

09h30 Retos del alargamiento de vida de los aerogeneradores

Moderador: José Antonio Talavera. ESDRAS

- Operación de activos maduros: el método probabilístico
Carlos Alberó. DNV GL
- Aplicación de técnicas de control robusto para la reducción de cargas y aumento de la vida útil de los aerogeneradores
Asier Díaz de Corcuera. IKERLAN
- Análisis de detección de vida: problemática y algunos ejemplos
Rubén Ruiz de Gordejuela. NABLA WIND POWER

10h45 Café

11h15 La sustitución de los aerogeneradores y la repotenciación

Moderador: Antonio Tejero. ZF SERVICES

- Una estrategia combinada: cumplir objetivos 20/20 y apoyar a la industria nacional
Francisco Javier Balbás. UNIVERSIDAD DE CANTABRIA
- SEASA

12h30 La I+D para la mejora del ciclo de vida de los aerogeneradores

Moderador: Fernando Valdeperes. GAMESA

- Nuevos retos y tendencias en la fabricación de componentes de aerogeneradores
I. Harismendy, S. Flórez, B. Canflanca, I. Obieta. TECNALIA Research and Innovation
- Proyectos de investigación y desarrollo para la mejora del ciclo de vida de los aerogeneradores
Fernando Garnacho. LCOE
- Estrategias para el ciclo de vida de los aerogeneradores
José Manuel Marco. DNV GL

14h00 Almuerzo

16h00 La operación de los parques eólicos. Fórmulas para mejorarla en el nuevo entorno

Moderador: Juan Carlos Pérez Campión. IBERDROLA

- Convertidores de potencia autónomos concebidos para adaptar las turbinas eólicas de velocidad fija a velocidad variable
Carlos Gironés Ramírez. INGETEAM
- Regulador de parque eólico de dinámica rápida
Alberto Berasain. GAMESA
- Gestión de emergencias mediante dispositivos vía satélite
Óscar Bustos. ADVENTIS SOLUTIONS
- Mejora de la eficiencia de parques eólicos mediante el análisis de la información de los sistemas
Ana P. Talayero. CIRCE

18h00 Fin de la jornada

Índice de figuras

1.1. Líneas de acción	3
2.1. Evolución de los costes del barril de Brent con precios de referencia al 2012	12
2.2. a. Gradiente en la curva de demanda. b.Posible reducción del gradiente	14
2.3. Evolución de la energía hidroeléctrica en España a nivel peninsular	16
2.4. Evolución del mix energético en España	17
2.5. Evolución de la potencia instalada de centrales de ciclo combinado	18
2.6. Comparativa de precio por megavatio-hora según tecnología de generación eléctrica	20
2.7. Comparativa entre las principales tecnologías de generación según la energía total producida y el importe total recibido en 2012	20

2.8. Evolución del coste de la energía eléctrica relativizado respecto al PIB per cápita referenciado a nivel europeo	27
2.9. Destino del importe de la factura eléctrica, para un consumo eléctrico de 380 kWh.	28
2.10. Destino del importe de la factura eléctrica, para un consumo eléctrico de 2500 kWh.	30
2.11. Comparativa del desglose de la factura eléctrica entre España, Alemania y Dinamarca.	31
2.12. Evolución de la potencia instalada y de la demanda de energía eléctrica en España.	33
2.13. PIB y energía demandada en España anualmente.	38
2.14. Evolución de la población española durante el periodo 2002-14.	39
2.15. Evolución del precio del barril de crudo Brent USA, (cuantificado en FOB, Free On Board).	40
3.1. Horas de utilización según año de conexión del parque eólico	55
3.2. Evolución de la potencia eólica instalada anualmente en España.	65
5.1. Metodología propuesta.	74
6.1. Datos referentes a los parques eólicos instalados en España por Comunidades.	78
6.2. Potencia y número de aerogeneradores conectados por año	80

6.3. Potencia nominal y número de aerogeneradores conectados por año	82
6.4. Curvas evolutivas de la potencia media instalada	86
6.5. Representación del ciclo de vida de una tecnología y sus distintas etapas	87
6.6. Representación de varios sistemas de generación e independientes.	88
6.7. Ajuste y estimación de la “curva S”.	92
6.8. Comparativa de la potencia media nominal de los aerogeneradores emplazados en la Comunidad Canaria frente los instalados a nivel nacional.	96
6.9. Densidad de potencia eólica instalada, parques y aerogeneradores por Comunidad	100
6.10. Intervalos de potencia de los parques eólicos españoles a 2015 .	105
6.11. Área de sensibilidad de un aerogenerador según el <i>Plan Eólico Canario 2015</i>	109
6.12. Descripción del área de sensibilidad de un parque eólico según metodología de estudio.	110
6.13. Mantenimiento de la sensación de proximidad mediante distancias proporcionales a la altura del aerogenerador.	111
6.14. Distancias de separación entre aerogeneradores recomendadas.	113
6.15. Gráficas del diámetro y la altura de los aerogeneradores de Clase II-A y I-A, en el último caso, sin multiplicadora.	117

6.16. Procedimiento para el desarrollo de la propuesta normativa.	121
7.1. Representación de las posibles correlaciones existentes en una agrupación o plataforma aerogeneradora.	134
7.2. Reparto de la gráfica en función de la velocidad del recurso para el 50% de la potencia nominal.	137
7.3. Curvas de potencia de distintos modelos de aerogeneradores.	139
7.4. Potencia nominal y diámetro de rotor de los aerogeneradores instalados en España.	140
7.5. Delimitación de las posibles combinaciones potencia nominal y diámetro de rotor de los aerogeneradores según características. Se incluyen los aerogeneradores instalados en España.	144
7.6. Plataformas y valores promedio de los aerogeneradores instalados.	147
7.7. Rango de diámetros del rotor asociados a un margen establecido de potencias nominales.	148
7.8. Pixelado del área gráfica asociada a la plataforma aerogeneradora de 5013 kW.	151
7.9. Curva de potencia y coeficiente de potencia del aerogenerador Gamesa G58-850 kW.	155
7.10. Área de ubicación gráfica de los posibles aerogeneradores para realizar una futura repotenciación.	157
7.11. Área de ubicación gráfica de los posibles aerogeneradores para realizar una futura repotenciación según particularidades del parque eólico, el emplazamiento y la propuesta normativa.	160

7.12. Aerogeneradores instalados en España y agrupados de acuerdo a las correspondientes plataformas según la potencia nominal.	163
7.13. Número de parques eólicos y aerogeneradores instalados en España anualmente.	164
7.14. Curvas de distribución de frecuencias anuales de las plataformas.	165
7.15. Curvas de distribución de frecuencias anuales, variable aleatoria y datos observados.	167
7.16. Comparativa de los resultados aportados por distintos modelos matemáticos de densidad.	170
7.17. Evolución de la desviación típica, σ , a partir de los datos observados	171
7.18. Histograma del tanto por ciento de unidades instalados de cada plataforma según potencia nominal estimado para el año 2025 más el periodo “turning point”	172
7.19. Curvas S parciales, estimadas, para las distintas plataformas según potencia	173
8.1. Desglose de los costes de instalación de un parque eólico. . . .	177
8.2. Margen de maniobra para la selección definitiva de la ubicación de las torres aerogeneradoras en el parque eólico repotenciado.	181
8.3. Magnitudes utilizadas en el cálculo de las cimentaciones. . . .	184
8.4. Resultados obtenidos en el cálculo de las cimentaciones de aerogeneradores de 600 y 3400 kW.	185

10.1. Incremento experimentado en la capacidad de producción de los aerogeneradores instalados	196
10.2. Decremento experimentado en la capacidad de producción de los aerogeneradores instalados	196
A.1. Operativa para la obtención de la base de datos definitiva a partir de la base de datos de la AEE.	211
A.2. Número de aerogeneradores afectados en tanto por ciento . . .	260
A.3. Número de aerogeneradores incluidos en tanto por ciento . . .	261
A.4. Desglose del número de aerogeneradores asociados a exclusiones, a ubicaciones temporales y a la limitación de la potencia, en tanto por ciento	262
A.5. Evolución de la potencia nominal media de los aerogeneradores instalados en España	263
D.1. Cambio de variable, aproximación y cálculo del error cuadrático	275
D.2. Histogramas estimados para el periodo comprendido entre el 2010 y el 2030, más el “turning point” correspondiente.	277

Bibliografía

- [1] Balbás, F. J. “Actualidad Energética y Líneas de Actuación.” Eficiencia Energética y del Agua en la Industria, Edificación y Rehabilitación. *Cursos de Verano de la Universidad de Cantabria*, 15-19 julio de 2013, Santander, España.
- [2] Balbás, F. J., Aranda, J., Lombillo, I., Ruiz M. C., Villegas, L., & Kata, N., “Building in Developing Countries”. In *IAHS XXXVIII World Congress on Housing*, April 16-19, 2012, Istanbul, Turkey.
- [3] WEO Special Report: Redrawing the Energy-Climate Map. IEA, International Energy Agency 9 rue de la Fédération 75739 Paris Cedex 15, France. Disponible en Web: <http://www.iea.org/>
- [4] Birrol F., Castro-Rodríguez F., Giménez E. L., Ahner N., Supponen M., et al., “El Sector Energético Español.” Papeles de Economía Española, Vol. 134, 2012. ISSN: 0210-9107.
- [5] Ruiz, M. C. “Diseño e Ingeniería de Ciclo de Vida para la Sostenibilidad y Eco-Innovación.” Eficiencia Energética y del Agua en la Industria, Edificación y Rehabilitación. *Cursos de Verano de la Universidad de Cantabria*, 15-19 julio de 2013, Santander, España.
- [6] Informes. CNMC, Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, C/ Alcalá, nº 47, 28014 Madrid, España. Web: <http://www.cnmc.es/>

- [7] Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre conservación de energía. Boletín Oficial del Estado, número 23, de 27 de enero de 1981, páginas 1863 a 1866.
- [8] Real Decreto 1217/1981, de 30 de diciembre, para el fomento de la producción hidroeléctrica en pequeñas centrales. Boletín Oficial del Estado, número 186, de 5 de agosto de 1982, páginas 21172 a 21173.
- [9] Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables. Boletín Oficial del Estado, número 313, de 31 de diciembre de 1994, páginas 39595 a 39603.
- [10] Ley 54/1997 de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, publicada en el BOE número 285, de 28 de noviembre de 1997.
- [11] Ciarreta, A., & Gutiérrez, C. “Recursos Renovables en el Mercado Eléctrico Español: Instrumentos y Efectos.” Contribuciones a la energía, número 79, primer semestre del año 2010, p. 161-185, Revistas ICE, Información Comercial Española.
- [12] Plan de Energías Renovables para España 2005-2010. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 28046 Madrid, España.
- [13] Borrador de 11 de junio de 2010 del Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España 2010-2020 PANER. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 28046 Madrid, España.
- [14] Planificación energética indicativa según lo dispuesto en la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible, Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
- [15] Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de

fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE. Diario Oficial de la Unión Europea, número 140, de 5 de junio de 2009, páginas 16 a 62.

- [16] Bogas, J. “Influencia de la Política Energética en la Economía del País.” Conferencia de Clausura del Máster de Finanzas de la Energía. Club Español de la Energía, Paseo de la Castellana, 257, 1ª Planta, 28046 Madrid, España. Disponible en Web: <http://www.enerclub.es/>
- [17] Balbás F. J., Aranda J., Lombillo I. and Villegas L., (2015). “The Importance of Energy Efficiency and Proposal of Comparative Analysis: Practical Case of Lighting.” DYNA Energía y Sostenibilidad, 4(1). 1-9. DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/ES7489>.
- [18] Foro Nuclear, Foro de la Industria Nuclear, Boix y Morer, 6, 28003 Madrid, España. Web: <http://www.foronuclear.org/es/>
- [19] Gesetz zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts. Bundesgesetzblatt, Nr. 33, 21 Juli 2014, p.1066-1132.
- [20] World Economic Forum, 2014. The Global Energy Architecture Performance Index Report 2013. Disponible en Web: <http://www.weforum.org/>
- [21] Anuarios. REE, Red Eléctrica Española, Paseo del Conde de los Gaitanes, 177, 28109 Alcobendas, Madrid, España. Web: <http://www.ree.es/>
- [22] Aranda, J., & Balbás, F. J. ”Efficiency in the Change of Electricity Demand Hours´´. In *REHABEND, Congreso Internacional de la Rehabilitación.*, 1-4 abril, 2014, Santander, España.
- [23] Estevan, M. T., Carbajo, A., Gavela, R., Cruz, J., Carbajal, A., et al. “Planificación Energética Sostenible para la Generación Eléctrica.” Asociación Nacional de Ingenieros del ICAI, Reina, 33. 28004 Madrid. ISBN: 978-84-938762-2-7.

- [24] Gómez, E. “Energía Eólica: Situación Actual y Perspectivas.” La Energía: Mercados Eficientes, Suministro Seguro y Protección de los Consumidores. Comisión Nacional de la Energía, CNE, 22 de septiembre de 2009, Madrid, España.
- [25] Resolución de 18 de mayo de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban los procedimientos de operación del sistema 1.6, 3.1, 3.2, 3.3, 3.7, 7.2, 7.3 y 9 para su adaptación a la nueva normativa eléctrica. Boletín Oficial del Estado, número 129, de 28 de mayo de 2009, Sec. I. páginas 44302 a 44443.
- [26] UNESA, Asociación Española de la Industria Eléctrica, C/ Francisco Gervás, nº 3, 28020 Madrid, España. Web: <http://www.unesa.es/>
- [27] Balbás, F. J. “Una Estrategia Combinada: Cumplir Objetivos 20/20 y Apoyar a la Industria Nacional.” La Sustitución de los Aerogeneradores y la Repotenciación. *Jornadas Técnicas*. Asociación Empresarial Eólica, AEE, 21-22 octubre de 2014, Madrid, España.
- [28] Serrano, J., González, A., Castro, J., Riquelme, J., & Burgos, M. (2010) “Optimization of Wind Farm Turbines Layout Using an Evolutive Algorithm.” *Renewable Energy*. *Renewable Energy*, Vol. 35 p.1671-1681, DOI:10.1016/j.renene.2010.01.010.
- [29] Anuarios y documentación. AEE, Asociación Empresarial Eólica, c/Serrano, 143, Madrid, España. Web: <http://www.aeeolica.org/>
- [30] CNMC, Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 18 de marzo de 2014. Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura. Horizonte 2013-2017.
- [31] Real Decreto-ley 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica

- en régimen especial.. Boletín Oficial del Estado, número 75, de 27 de marzo de 2004, páginas 13217 a 13238.
- [32] Real Decreto-ley 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Boletín Oficial del Estado, número 126, de 26 de mayo de 2007, páginas 22846 a 22886.
- [33] Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero. Boletín Oficial del Estado, número 29, de 2 de febrero de 2013, páginas 9072 a 9077.
- [34] Esteban, M. T. "Renewable Energies in Electricity Supply in Spain." In *International Federation of Consulting Engineers, International Congress*, 15-18 septiembre de 2013, Barcelona, España.
- [35] Rueda, S. "La gestión de residuos radiactivos, ATC de Villar de Cañas." *Actualidad Energética y Medio Ambiente. Cursos de Verano de la Universidad de Cantabria*, 14-18 julio de 2014, Santander, España.
- [36] Decisión del Consejo, de 10 de diciembre de 2010, relativa a las ayudas estatales destinadas a facilitar el cierre de minas de carbón no competitivas. Diario Oficial de la Unión Europea, número 336, de 21 de diciembre de 2010, páginas 24 a 29.
- [37] Marco de actuación para la minería del carbón y las comarcas mineras en el periodo 2013-18. 1 de octubre de 2013. IRMC, Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón. Disponible en Web: [http://:www.irmc.es/](http://www.irmc.es/)
- [38] Orden IET/2095/2013, de 12 de noviembre, por la que se establecen las bases reguladoras de las ayudas para los ejercicios 2013 a 2018 destinadas específicamente a cubrir las pérdidas de la producción corriente de unidades de producción incluidas en el Plan de Cierre del Reino de España para la minería de carbón no competitiva y se efectúa la

- convocatoria de ayudas para el ejercicio 2013. Boletín Oficial del Estado, número 273, de 14 de noviembre de 2013, Sec III, páginas 91103 a 91113.
- [39] Balbás, F. J. “Explotación, Mantenimiento e Integración en el Sistema Eléctrico de Potencia de un Central Generadora Offshore.” Emplazamiento de Centrales Generadoras Offshore para la Producción de Energía Eléctrica. *Cursos de Verano de la Universidad de Cantabria*, 16-20 julio de 2012, Santander, España.
- [40] International Energy Agency, IEA. Key world energy statistics 2013. Disponible en Web: <http://www.worldenergyoutlook.org/>
- [41] International Energy Agency, IEA. IEA WIND 2012 Annual Report. Disponible en Web: <http://www.ieawind.org/>
- [42] Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2013. Renewables Made in Germany. Disponible en Web: <http://www.dena.de/>
- [43] OECD, Nuclear Energy Agency, “Nuclear Energy Data Donnees sur l’énergie nucléaire 2014.” NEA, Vol. 7197. Boulevard des Îles, 12, 92130 Issy-les-Moulineaux, France. Disponible en Web: <http://www.oecd-neo.org/>
- [44] Boccard, N. (2014). “The cost of nuclear electricity: France after Fukushima.” Energy Policy. Energy Policy, Vol. 66-14 p.450-461, DOI:10.1016/j.enpol.2013.11.037.
- [45] EDF, Électricité de France S.A., 22 Avenue De Wagram, 75008 Paris, France. Web: <http://www.edf.com/>
- [46] European Commission. Tables, Graphs and Maps Interface (TGM). Web: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/>
- [47] WNA, World Nuclear Association, Tower House, 10 Southampton Street, London, WC2E 7HA, United Kingdom. Web: <http://www.world-nuclear.org/>

- [48] Balbás, F. J., Aranda, J., Soler, J., Lombillo, I. & Villegas, L. “Optimización en las Actuaciones de Mejora de la Eficiencia Energética en la Edificación”. In *REHABEND, Congreso Internacional de la Rehabilitación*. 1-4 abril, 2014, Santander, España.
- [49] Lapillonne, B., Pollier K., & Bosseboeuf, D. “Energy Efficiency Index, ODEX.” Save-ODYSSSEE monitoring tools for energy efficiency in Europe, septiembre 2004. In *European Council for an Energy Efficient Economy*, Sveavägen 98, 4 tr 113 50 Stockholm, Sweden.
- [50] Informe sobre la liquidación provisional 5/2014 del sector eléctrico. Análisis de resultados y seguimiento puntual de la proyección anual de los ingresos y costes del sistema eléctrico, 17 de julio de 2014. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 2014.
- [51] Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social. Boletín Oficial del Estado, número 111, de 7 de mayo de 2009, páginas 39404 a 39419.
- [52] Real Decreto de Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Boletín Oficial del Estado, número 167, de 13 julio de 2013, páginas 52106 a 52147.
- [53] Real Decreto-ley 15/2013, de 17 de octubre, por la que se establece la financiación con cargo a los Presupuestos Generales del Estado de determinados costes del sistema eléctrico, ocasionados por los incentivos económicos para el fomento a la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables y se concede un crédito extraordinario por importe de 2.200.000.000 de euros en el presupuesto del Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Boletín Oficial del Estado, número 250, de 18 de octubre de 2013, páginas 84909 a 84910.

- [54] Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Boletín Oficial del Estado, número 310, de 27 de diciembre de 2013, páginas 105198 a 105294.
- [55] Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos. Boletín Oficial del Estado, número 24, de 28 de enero de 2012, páginas 8068 a 8072.
- [56] Real Decreto-ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética. Boletín Oficial del Estado, número 312, de 28 de diciembre de 2012, páginas 88081 a 88096.
- [57] Informe sobre la propuesta de orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos y se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación. CNMC, Comisión Nacional del Mercado y de la Competencia, 3 de abril de 2014.
- [58] Iberdrola Renovables Energía S.A., Menorca, 19, planta 13, 46023 Valencia, España. Web: <http://www.iberdrola.es/>
- [59] Planificación energética, Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica, 2015-2020, primera propuesta. Noviembre de 2014. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio del Gobierno de España.
- [60] International Energy Agency, IEA. Key world energy statistics 2015. Disponible en Web: <http://www.worldenergyoutlook.org/>
- [61] Instituto Nacional de Estadística. Paseo de la Castellana, 183, 28071 Madrid, España. Web: <http://www.ine.es/>

- [62] Energy efficiency in the European Union: trends and policies Lessons from the ODYSSEE MURE project. ADEME, Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie, 27 rue Louis Vicat 75737 Paris, Cedex 15 (France). Disponible en Web: <http://www.ademe.fr/>
- [63] Eficiencia Energética: Estudio Mundial Indicadores, Políticas, Evaluación Informe del Consejo Mundial de la Energía en colaboración con ADEME, julio 2004. Comité Argentino del Consejo Mundial de la Energía. Disponible en Web: <http://www.cacme.org.ar/>
- [64] U.S. Energy Information Administration, 1000 Independence Ave., SW Washington, DC 20585 (U.S.A.). Web: <http://www.iea.gov/>
- [65] Impacto Macroeconómico del Sector Eólico en España. Deloitte España, Plaza de Pablo Ruiz Picasso, 1, Torre Picasso, Madrid 28020 (España). Disponible en Web <http://www.aeeolica.org/>
- [66] Gómez, E. "La energía: mercados eficientes, suministro seguro y protección de los consumidores." Energía eólica: situación actual y perspectivas. Comisión Nacional de la Energía, 22 de septiembre de 2009, Madrid (España).
- [67] Impactos Ambientales de la Producción Eléctrica, Análisis de Ciclo de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 28046 Madrid, España.
- [68] Balbás, F. J. "Tecnologías y Sistemas de un Generador Eléctrico Offshore." Emplazamiento de Centrales Generadoras Offshore para la Producción de Energía Eléctrica. *Cursos de Verano de la Universidad de Cantabria*, 16-20 julio de 2012, Santander, España.
- [69] European Offshore Grid Site Requirements and Connection Report Se-nergy Econnect Project: 2335, Peter McGarley and Simon Cowdroy, July 2010.

- [70] Proyecciones de Población 2012. INE, Instituto Nacional de Estadística, 19 de noviembre de 2012. Disponible en Web: <http://www.ine.es/>
- [71] Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. Boletín Oficial del Estado, número 310, de 27 de diciembre de 2000, páginas 45988 a 46040.
- [72] Rodríguez, J. L., Arnalte, S., & Burgos, J. C. *Sistemas Eólicos de Producción de Energía Eléctrica*, ISBN: 84-7207-139-1, Editorial Rueda SL, Madrid 2003.
- [73] Várela, M. (1999). "El Mercado Eólico Español." Balance y Perspectivas.
- [74] Lago, C. (1998). "Estadísticas de producción de parques eólicos en España." Informes Técnicos CIEMAT 842.
- [75] Avia, F. *La energía eólica*, ISBN: 978-84-615-7876-4, Fundación Gas Natural Fenosa, Barcelona 2012.
- [76] Eólica E. (2002). Informes Técnicos CIEMAT 1008.
- [77] Larsson, Å. (2000). Thesis: "The power qualities of wind turbines. Chalmers University of Technology."
- [78] Hansen, L. H., Madsen, P. H., Blaabjerg F., Christensen, H. C., Lindhard, U., & Eskildsen, K. "Generators and Power Electronics Technology for Wind Turbines." *IECON'01: The 27th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*.
- [79] Kaldellis, J. K., & Zafirakis, D. (2011). "The wind energy (r)evolution: A short review of a long history." *Renewable Energy*, 36(7), 1887-1901.
- [80] Balbás, F. J. (2012). "Nuevos materiales para la fabricación de dispositivos electrónicos." *Técnica Industrial*, 299, 62-67.

- [81] Blaabjerg, F., Liserre, M., & Ma, K. (2012). "Power electronics converters for wind turbine systems." *Industry Applications, IEEE Transactions on*, 48(2), 708-719.
- [82] Atienza, L. (2009, julio). "La integración de la energía renovable en la operación del sistema: EL CECRE." *Cuadernos de la Energía*. Club Español de la Energía, Paseo de la Castellana, 257, 1ª Planta, 28046 Madrid, España. Disponible en Web: <http://www.enerclub.es/>
- [83] Tapia, A., Tapia, G., & Ostolaza, J. X. (2004). "Reactive power control of wind farms for voltage control applications." *Renewable energy*, 29(3), 377-392.
- [84] Balbás, F. J., Ortiz, A., Madrazo, A., Aranda, J., & Lombillo, I. "Protection in the Building to the Lightning." In *IAHS XXXVII World Congress on Housing*, October 26-29, 2010, Santander, Spain.
- [85] Madrazo, A. & Balbás, F. J. (2010). *Centrales Eléctricas I, Subestaciones Eléctricas II*, ISBN 978-84-693-3339-6. E.T.S. de Ingenieros de Caminos, Canales Y puertos, Santander, España.
- [86] Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico. *Boletín Oficial del Estado*, número 306, de 23 diciembre 2005, páginas 41897 a 41916.
- [87] Giménez, J. M., & Gómez, J. C., (2011). "Generación eólica empleando distintos tipos de aerogeneradores considerando su impacto en el sistema de potencia." *Dyna*, 78(169), 95-104.
- [88] Ferrer, F. (2004). Tesis doctoral: "Análisis de la viabilidad de conexión de parques eólicos a la red eléctrica."
- [89] Eclareon (2012). "Whitepaper Wind Generator Technology." November, 2012, ECI Publication No Cu0180 Available from www.leonardo-energy.org/node/156615.

- [90] Li, H., & Chen, Z. (2008). "Overview of different wind generator systems and their comparisons." *IET Renewable Power Generation*, 2(2), 123-138.
- [91] Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica. *Boletín Oficial del Estado*, número 310, de 27 de diciembre de 2000, páginas 38047 a 38057.
- [92] Real Decreto 907/1982, de 2 de abril, sobre fomento de la autogeneración de energía eléctrica. *Boletín Oficial del Estado*, número 111, de 10 de mayo de 1982, páginas 11986 a 11988.
- [93] Orden de 5 de septiembre de 1985 por la que se establecen normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5.000 kVA y centrales de autogeneración eléctrica. *Boletín Oficial del Estado*, número 219, de 12 de septiembre de 1985, páginas 28810 a 28814.
- [94] Resolución de 30 de julio de 1988, de la Secretaría de Estado de la Energía y Recursos Minerales, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema eléctrico. *Boletín Oficial del Estado*, número 197, de 18 de agosto de 1988, páginas 28158 a 28183.
- [95] Resolución de 4 de octubre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 12.3 "Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas." *Boletín Oficial del Estado*, número 254, de 14 de octubre de 2006, páginas 37017 a 37019.
- [96] Resolución de 17 de diciembre de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se resuelve la declaración de imposibilidad de adecuación de modelos de aerogeneradores al P.O. 12.3 "Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones

- eólicas”, en relación con lo dispuesto en la disposición transitoria quinta del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo. Boletín Oficial del Estado, número 311, de 27 de diciembre de 2012, Sec. III páginas 87864 a 87866.
- [97] Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Boletín Oficial del Estado, número 283, de 23 de noviembre de 2010, Sec. I. páginas 97428 a 97446.
- [98] Carbajo, A. (2012, mayo). “Operación del sistema con alta penetración de generación eólica.” La energía eólica: evaluación y perspectivas. Fundación Gas Natural Fenosa, Mérida 30 de mayo de 2012.
- [99] Domínguez, T. (2011, diciembre). “Situación actual del control de tensión.” TECHWINDGRID 2011, Nuevos retos técnicos para la integración de la eólica en la red. Los nuevos códigos de red. Asociación Empresarial Eólica, Madrid 14 de diciembre de 2011.
- [100] Informe 23/2011 de la CNE solicitado por la SEE sobre la propuesta de nuevo Procedimiento de Operación P.O. 7.5 “Servicio complementario de control de tensión en el sistema eléctrico español aplicable al régimen especial.” Comisión Nacional de la Energía, CNE, a 7 de julio de 2011.
- [101] Meyerhoff, J., Ohl, C., & Hartje, V. (2010). “Landscape externalities from onshore wind power.” *Energy Policy*, 38(1), 82-92.
- [102] Simon A., & Wüstenhagen, R. (2006). “Factors influencing the acceptance of wind energy in Switzerland, poster presented at the workshop”. Social acceptance of renewable energy innovation, Tramelan, Switzerland (2006). /<http://www.iwoe.unisg.ch/energy/>
- [103] Sperling, K., Hvelplund, F., & Mathiesen, B. V. (2010). “Evaluation of wind power planning in Denmark, towards an integrated perspective.” *Energy*, 35(12), 5443-5454.

- [104] Del Río, P., Silvosa A. C., & Gómez, G. I. (2011). "Policies and design elements for the repowering of wind farms: A qualitative analysis of different options." *Energy Policy*, 39(4), 1897-1908.
- [105] Wüstenhagen, R., Wolsink, M., & Bürer, M. J. (2007). Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept. *Energy policy*, 35(5), 2683-2691.
- [106] Ohl, C., & Eichhorn, M. (2010). "The mismatch between regional spatial planning for wind power development in Germany and national eligibility criteria for feed-in tariffs. A case study in West Saxony." *Land use policy*, 27(2), 243-254.
- [107] Hansen, M. O. L., Sørensen, J. N., Voutsinas, S., Sørensen, N., & Madsen, H. A. (2006). "State of the art in wind turbine aerodynamics and aeroelasticity." *Progress in aerospace sciences*, 42(4), 285-330.
- [108] Schubel, P. J., & Crossley, R. J. (2012). "Wind turbine blade design." *Energies*, 5(9), 3425-3449.
- [109] Kusiak, A., & Zheng, H. (2010). Optimization of wind turbine energy and power factor with an evolutionary computation algorithm. *Energy*, 35(3), 1324-1332.
- [110] Brøndsted, P., Lilholt, H., & Lystrup, A. (2005). "Composite materials for wind power turbine blades." *Annu. Rev. Mater. Res.*, 35, 505-538.
- [111] Arroyo, R. "El repowering: una inversión rentable." *Generación eléctrica con energía eólica: presente y futuro*. ISBN: 84-932772-3-1.
- [112] Colmenar, A., Campiñez, S., Pérez, C., & Mur, F. (2015). "Repowering: An actual possibility for wind energy in Spain in a new scenario without feed-in-tariffs." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41, 319-337.

- [113] Castro, L., Filgueira A., Seijo M. A., Muñoz E., & Piegiari L. “Is it economically possible repowering Wind Farms, A general analysis in Spain.” *Power*, 11(11), 11.
- [114] Díaz, M. “Obtención y tratamiento de los datos del viento: Medición y tratamiento de datos”. Emplazamiento de Parques Eólicos Onshore para la Producción de Energía Eléctrica. *Cursos de Verano de la Universidad de Cantabria*, del 28 de junio al 2 de julio de 2010, Santander, España.
- [115] Fernández, J. “Downscaling climate information”. BC3 Summer School 2015. On the road to Paris 13-15 Jul 2015, San Sebastian (Spain). Disponible en: <http://www.meteo.unican.es/> (Consultado el 29 de julio de 2015).
- [116] Ibáñez, A. “Análisis estadístico de valores extremos y aplicaciones” Departamento de Estadística e Investigación. Universidad de Granada. Octubre 2011.
- [117] Gumbel, E. J. “Statistics of Extremes”, ISBN: 9780486154480, Courier Corporation, 2012.
- [118] Gumbel, E. J., & Lieblein, J., (1954). “Some applications of extreme-value methods.” *The American Statistician*, 8(5), 14-17.
- [119] Chen, B., Li, X., Xie, X., Zhong, Z., & Lu, P. (2015). “Fatigue performance assessment of composite arch bridge suspenders based on actual vehicle loads” (2015) *Shock and Vibration*, 2015, art. no. 659092, DOI: 10.1155/2015/659092, Scopus.
- [120] Nivedh B., Devi R., Sreevalsan E. (2013). “Repowering of Wind Farms- a Case Study.” *Wind Engineering* 37.2 (2013): 137-150.
- [121] Klunne, W. E., Beurskens, H. J. M., & Westra, C. (2001). “Wind repowering in the Netherlands.” Netherlands Energy Research Foundation.

- [122] Karp, J., & Bowen, K. (2006). "Comments of the California wind energy association in response to the scoping memo and ruling of assigned commissioner filed August 21, 2006." Repower-related excerpts, October 13, 2006.
- [123] Vargas, A. "Alargamiento de vida y Repotenciación. El caso de SEASA." La Sustitución de los Aerogeneradores y la Repotenciación. *Jornadas Técnicas*. Asociación Empresarial Eólica, AEE, 21-22 octubre de 2014, Madrid, España.
- [124] Álvarez, B., & Hanley, N. (2002). "Using conjoint analysis to quantify public preferences over the environmental impacts of wind farms. An example from Spain." *Energy policy*, 30(2), 107-116.
- [125] Sovacool, B. K. (2009). "Contextualizing avian mortality: A preliminary appraisal of bird and bat fatalities from wind, fossil-fuel, and nuclear electricity." *Energy Policy*, 37(6), 2241-2248.
- [126] BWE, Bundesverband Wind Energie Ev. 2007. Repowering: Weniger ist Mehr.
- [127] Möller, B. (2010). "Spatial analyses of emerging and fading wind energy landscapes in Denmark." *Land Use Policy*, 27(2), 233-241.
- [128] Frolova, M., & Pérez, B. P. (2008). "El desarrollo de las energías renovables y el paisaje: algunas bases para la implementación de la Convención Europea del Paisaje en la Política Energética Española." *Cuadernos geográficos de la Universidad de Granada*, (43), 289-310.
- [129] Zimmermann, T., & Gößling-Reisemann, S. (2011). Optimal repowering of wind energy converters: Energy demand and CO2 intensity as indicators. In *Life Cycle Management Conference* (Vol. 2011, pp. 28-31).

- [130] Hernández, D. (Spares in Motion). “E-Business platform for the wind turbine aftermarket.” *Jornadas Técnicas*. Asociación Empresarial Eólica, AEE, 24-25 septiembre 2013, Zaragoza, España.
- [131] Rodríguez, R., Rodríguez Monroy, C., & Calvo Narváez, F. (2013). “Analysis of Renewable Energy Policies Related to Repowering the Wind Energy Sector: the Spanish Case.”
- [132] Himpler, S., & Madlener, R. (2011). “Repowering of wind turbines: economics and optimal timing.”
- [133] Wiser, R., O’Connell, R., & Bolinger, M. (2008). “A Scoping-Level Study of the Economics of Wind-Project Repowering Decisions in California.” Burlington, MA: KEMA, Inc. California Energy Commission.
- [134] Ceña, A. (AEE). “Actualidad de la energía eólica, posibilidades y perspectivas”. Actualidad Energética y Medio Ambiente, *Cursos de Verano de la Universidad de Cantabria*, 14-18 julio de 2014, Santander, España.
- [135] Proyecto de Orden por el que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa situadas en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica y se aprueben sus parámetros retributivos. Ministerio de Industria y Turismo, Secretaría de Estado de la Energía. Disponible en Web: <http://www.energiaextremadura.org/>
- [136] Balbás García, F. J., Aranda Sierra, J. R., & Ruiz Puente, M. D. C. (2014). “Procedimiento de repotenciación de un parque eólico.” España, patente de invención, número 201500012, 20 de noviembre de 2015.
- [137] Balbás, F. J., Aranda, J. R., Lombillo, I., & Villegas, L. (2015). “Metodología aplicada a la eficiencia energética basada en un anterior estudio técnico-económico relacionado con el ciclo de vida de las tecnologías.”

- DYNA, 90(5), 468. doi: <http://dx.doi.org/10.6036/7655>. ISSN: 0012-7361.
- [138] Gil, A. M., & Zubillaga, F. J. (2006). "Los ciclos de vida de las tecnologías y la evolución de sistemas." In *X Congreso de Ingeniería de Organización*, Valencia.
- [139] Sarabia, J. M., & Pascual, M. (2010). Curso básico de estadística para economía y administración de empresas, ISBN 84-8102-375-2. Servicio de publicaciones de la Universidad de Cantabria, España.
- [140] Pareto, V. (1897). "The new theories of economics." *The Journal of Political Economy*, 5(4), 485-502.
- [141] Richard, K. (2011). *The 80/20 principle: the secret to achieving more with less*. Crown Business.
- [142] McGill, R., Tukey, J. W., & Larsen, W. A. (1978). "Variations of box plots." *The American Statistician*, 32(1), 12-16.
- [143] Esty, W., & Banfield, J. D. (2003). "The box-percentile plot." *Journal of Statistical Software*, 8(17), 1-14.
- [144] Borjas, C. M. B. (2012). "Ley de Pareto aplicada a la Fiabilidad." *Ingeniería Mecánica*, 8(3), 1-9.
- [145] Carla, M. A., Mendes, A., & Tenreiro, J. A. (2012). "A review of power laws in real life phenomena." *Communications in Nonlinear Science and Numerical Simulation* 17.9, 3558-3578.
- [146] Graedel, T. E., & Allenby, B. R. *Industrial Ecology and Sustainable Engineering*, ISBN 978-0-13-814034-2, Pearson International Edition.
- [147] Schilling, M. A., & Esmundo, M. (2009). "Technology S-curves in renewable energy alternatives: Analysis and implications for industry and government." *Energy Policy*, 37(5), 1767-1781.

- [148] Cioffi, D. F. (2005). "A tool for managing projects: an analytic parameterization of the S-curve." *International Journal of Project Management*, 23(3), 215-222.
- [149] Ruiz, A. M. G., & Zubimendi, F. J. Z. (2006, September). "Los ciclos de vida de las tecnologías y la evolución de sistemas. La existencia de factores limitantes en la innovación." In *X Congreso de Ingeniería de Organización*.
- [150] Pérez, C. (2002). "Technological revolutions and financial capital: The dynamics of bubbles and golden ages." Edward Elgar Publishing.
- [151] Grübler A. (2003). "Technology and global change." Cambridge University Press.
- [152] Dismukes, J. P., Miller, L. K., Solocha, A., Jagani, S., & Bers, J. (2007, August). "Wind energy electrical power generation: industrial life cycle of a radical innovation." In *Management of Engineering and Technology, Portland International Center for* (pp. 773-785). IEEE.
- [153] Ashish, S., & Tellis, G. J. (2005). "Technological evolution and radical innovation." *Journal of Marketing* 69.3, 152-168.
- [154] Zlotin, B., Zusman, A., & Smith, L. R. (2002). "Futuring the Next Industrial Revolution." In *Annual Quality Congress Proceedings-American Society for Quality Control* (pp. 669-678).
- [155] Blasco, A. (1999). "La descripción del crecimiento." Informe técnico, (6).
- [156] Aguilar S., Ávalos A. F., Giraldo D. P., Quintero S., Zarthia J. W., & Cortés F. B. (2012). "La Curva en S como Herramienta para la Medición de los Ciclos de Vida de Productos." *Journal of technology management & innovation*, 7(1), 238-248.

- [157] Sánchez, J. I. L., & Barrigüete, J. L. A. (2005, September). Modelos matemáticos de difusión tecnológica. In *IX Congreso de Ingeniería de Organización* (p. 30).
- [158] Galván, D., Luengo, G., Tomanovic, S., Portales, R., & Llorente, E. (2002). “Análisis de generación eólica en sistemas eléctricos de potencia (I).” *Power*, 60-70.
- [159] Resolución de 11 de febrero de 2005, de la Secretaría General de la Energía, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del Sistema Eléctrico. Boletín Oficial del Estado, número 51, de 1 de marzo de 2005, páginas 7405 a 7430.
- [160] Condiciones técnicas y de seguridad de las instalaciones de distribución de FECSA-ENDESA. Diario Oficial de la Generalitat de Catalunya, número 4827, de 22 de febrero de 2007, páginas 6425 a 6560.
- [161] Decreto 32/2006, de 27 de marzo, por el que se regula la instalación y explotación de los parques eólicos en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Canarias. Boletín Oficial de Canarias número 61, de 28 de marzo de 2006, páginas 5855 a 5867.
- [162] Orden de 15 de noviembre de 2006, por la que se regulan las condiciones técnico-administrativas de las instalaciones eólicas ubicadas en Canarias. Boletín Oficial de Canarias, número 225, de 20 de noviembre de 2006, páginas 26028 a 26033.
- [163] Decreto 6/2015, de 30 de enero, por el que se aprueba el Reglamento que regula la instalación y explotación de los Parques Eólicos en Canarias. Boletín Oficial de Canarias, número 29, de 12 de febrero de 2015, páginas 3300 a 3331.
- [164] Resolución de 24 de julio de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba la modificación de los procedimientos de opera-

- ción del Sistema Eléctrico Peninsular (SEP) P.O.-3.1; P.O.-3.2; P.O.-9 y P.O.-14.4 y los procedimientos de operación de los Sistemas eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE) P.O. SEIE-1 P.O. SEIE-2.2; P.O. SEIE-3.1; P.O. SEIE-7.1; P.O. SEIE-7.2; P.O. SEIE-8.2; P.O. SEIE-9 y P.O. SEIE-2.3 para su adaptación a la nueva normativa eléctrica. Boletín Oficial del Estado, número 191, de 10 de agosto de 2012, páginas 57263 a 57495.
- [165] Guillén, J. M. *Transportes y Grúas Aguado S.L.*, P.I. M-50 Sur. 28914 Leganés, Madrid, España. (Comunicación personal).
- [166] Quijano, A. *ALE*, P.I. Los Frailes. Ctra Alcalá de Henares a Daganzo, km 9. P 101-106. 28814 Daganzo, Madrid, España (Comunicación personal).
- [167] Diputación, D. C. (2003). Plan Especial supramunicipal de ordenación de infraestructuras de los recursos eólicos en la comarca de La Janda (Cádiz). Diputación de Cádiz.
- [168] Mentado, D. “Estudio del Potencial Eólico Máximo instalable en la Isla de Gran Canaria”. Maximización de las Energías Renovables en Sistemas Eléctricos Insulares *Jornadas Técnicas*. Instituto Tecnológico de Canarias, ITER, 22 de octubre de 2010.
- [169] Plan Territorial Sectorial de la Energía Eólica en la Comunidad Autónoma del País Vasco (2002). Departamento de Industria, Comercio y Turismo, Gobierno Vasco.
- [170] Castellanos, L. (2007). Tesis doctoral: “Aves y parques eólicos: efectos e interacciones.”
- [171] Directrices para la evaluación del impacto de los parques eólicos en aves y murciélagos: (versión 3.0). SEO/BirdLife, 2012.

- [172] Bravo, J. D., Lago, C., López, A. P., & Cuevas, M. D. P. D. (2010). "Energías renovables y modelo energético, una perspectiva desde la sostenibilidad." *Nimbus: Revista de climatología, meteorología y paisaje*, (25), 43-64.
- [173] Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental. Boletín Oficial del Estado, número 296 de 11 de diciembre de 2013, páginas 98151 a 98227.
- [174] Blasco, E., Barrena, A., Gonzalo, C. M., Marco, B., & Martínez, J. (2011). *Energía eólica: incidencia de la actividad energética en la sostenibilidad ambiental*, ISBN: 978-84-7834-661-5. Editorial CIEMAT, Avda. Complutense, 22. 28040 Madrid, España.
- [175] Decreto 43/2008, de 15 de mayo, sobre procedimientos para la autorización de parques eólicos por el Principado de Asturias. Boletín Oficial del Principado de Asturias, número 128, de 3 de junio de 2008, páginas 12021 a 12030.
- [176] Molnarova, K., Sklenicka, P., Stiborek, J., Svobodova, K., Salek, M., & Brabec, E. (2012). "Visual preferences for wind turbines: Location, numbers and respondent characteristics." *Applied Energy*, 92, 269-278.
- [177] Frolova, M. (2010). "Los paisajes de la energía eólica: su percepción social y gestión en España." *Nimbus: Revista de climatología, meteorología y paisaje*, (25), 93-110.
- [178] Tsoutsos, T., Gouskos, Z., Karterakis, S., & Peroulaki, E. (2006). "Aesthetic impact from wind parks." Chania, Greece: Technical University of Crete.
- [179] Ruiz, J. M., & Serrano, M. L. T. (2008). "Elección de criterios y valoración de impactos ambientales para la implantación de energía eólica." *Papeles de geografía*, (47), 171-184.

- [180] Sostenibilidad Energética de Cantabria 2014-2020. Directrices técnicas y ambientales para la regulación del desarrollo de los parques eólicos derivados del Plan (julio 2014). Consejería de Innovación, Industria, Turismo y Comercio. Gobierno de Cantabria.
- [181] Hau, E. (2013). *Wind Turbines Fundamentals, Technologies, Application, Economics*, ISBN 978-3-642-27150-2. Springer.
- [182] Mosetti, G., Poloni, C., & Diviacco, B. (1994). "Optimization of wind turbine positioning in large windfarms by means of a genetic algorithm." *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 51(1), 105-116.
- [183] Grady, S. A., Hussaini, M. Y., & Abdullah, M. M. (2005). "Placement of wind turbines using genetic algorithms." *Renewable energy*, 30(2), 259-270.
- [184] Eroglu, Y., & Seçkiner, S. U. (2013). "Wind farm layout optimization using particle filtering approach." *Renewable Energy*, 58, 95-107.
- [185] Samorani, M. (2013). "The wind farm layout optimization problem." In *Handbook of Wind Power Systems* (pp. 21-38). Springer Berlin Heidelberg.
- [186] Mora, J. C. (2008). Tesis doctoral: "Optimización global de parques eólicos mediante algoritmos evolutivos." Universidad de Sevilla.
- [187] UNE-EN 61400-1 "Aerogeneradores. Parte I: Requisitos de diseño.", Asociación Española de Normalización y Certificación, Génova, 6, 28004 Madrid, España.
- [188] Hurtado, J. P., Fernández, J., Parrondo, J. L., & Blanco, E. (2004). Spanish method of visual impact evaluation in wind farms. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 8(5), 483-491.

- [189] Arroyo, J. (2008). Tesis doctoral: “Métodos de predicción para series temporales de intervalos e histogramas.” Unpublished Ph. D. Dissertation, Universidad Pontificia Comillas, Madrid.
- [190] Cruz I. (CIEMAT), “Perspectivas de la energía minieólica”. Actualidad Energética y Medio Ambiente, *Cursos de Verano de la Universidad de Cantabria*, 14-18 julio de 2014, Santander, España.
- [191] González-Longatt, F. M. (2008). “Normativa IEC 64100-1: Modelado del Viento en condiciones normales Parte I.”
- [192] Alonso, M. (Gamesa Innovation and Technology) “Design concepts of wind turbines foundations.” *Jornadas Técnicas*. Asociación Empresarial Eólica, AEE, 24-25 septiembre 2013, Zaragoza, España.
- [193] Valldeperes, F. (Gamesa Servicios) “Extensión de vida.” *Jornadas Técnicas*. Asociación Empresarial Eólica, AEE, 24-25 septiembre 2013, Zaragoza, España.
- [194] Díaz, E. C., & Vukotic, G. “Parques eólicos. Mejora del terreno para la cimentación de aerogeneradores.”
- [195] Woodward, D. G. (1997). “Life cycle costing-theory, information acquisition and application.” *International Journal of Project Management*, 15(6), 335-344.
- [196] Dunk, A. S. (2004). “Product life cycle cost analysis: the impact of customer profiling, competitive advantage, and quality of IS information.” *Management Accounting Research*, 15(4), 401-414.
- [197] Olsen, B. T., & Stordahl, K. (2004). “Models for forecasting cost evolution of components and technologies.” *Elektronikk*, 4, 138-144.
- [198] Viescas, C. (EDP Renováveis, S.A.). “Evolución de las estrategias de O&M en el sector eólico.” *Jornadas Técnicas*. Asociación Empresarial Eólica, AEE, 24-25 septiembre 2013, Zaragoza, España.