



Universidad
Zaragoza

Proyecto Fin de Carrera

Efecto de una mayor penetración de la energía eólica en el precio de la energía eléctrica

Autor:

Ángel Luis Sanz Aceituno

Director:

José Luis Bernal Agustín

Escuela de Ingeniería y Arquitectura de la Universidad de Zaragoza

Septiembre 2015

Agradecimientos

Quisiera agradecer a mi director de proyecto el ofrecerme la oportunidad de adentrarme en un campo de estudio tan interesante como el que trata este proyecto y sus consejos para llevarlo a cabo.

Agradecer también a la empresa Siemens S.A. y a mis compañeros su apoyo y colaboración durante estos meses de trabajo. La posibilidad de realizar mi proyecto y trabajar a su lado me ha brindado una perspectiva y conocimientos incalculables para mi futuro personal y profesional.

Agradecer a todos aquellos profesores, académicos y expertos a los que a lo largo de este camino consulté o pedí consejo y que tan generosamente me lo otorgaron; sin cuyos conocimientos todo este trabajo habría sido mucho más arduo.

Desearía también agradecer a mis amigos y amigas su apoyo y ánimos a lo largo de los años; los momentos de desconexión y diferentes puntos de vista han sido un grato soplo de aire fresco en el trayecto.

Por último y no por ello menos importante, agradecer especialmente a mi familia su apoyo incondicional durante estos años, sin ellos este proyecto no habría sido posible. Sus consejos y aliento han sido determinantes durante el camino de aprendizaje que se empieza a recorrer desde que uno nace. Sin su ejemplo, paciencia y amor no sería la persona que soy hoy.

Resumen del proyecto

Hoy en día la energía eólica está en boca de todos, sus detractores por su coste y sus partidarios por su condición de energía renovable. La crisis, el cambio de normativa hacia las renovables, el descenso de la demanda y el exceso de oferta energética existente actualmente en España llevan a una situación de desequilibrio que afecta directamente a los precios de la electricidad.

Este proyecto originalmente se realizó con la idea de sugerir alternativas de almacenamiento y distribución eléctrica que hicieran posible el aprovechamiento completo de la eólica (y por extensión del resto de renovables). Después de demostrar que dichas pérdidas no eran lo suficientemente significativas como para acometer las inversiones necesarias, se documentan los posibles usos futuros de dichas tecnologías.

Una vez hecho esto, se parte desde un punto de vista complementario para realizar una serie de estudios sobre el efecto de la eólica en los precios, ¿afectan estos realmente a la electricidad como se nos viene diciendo?, ¿cuánto se estima que afectan?, ¿Cómo afectaría un aumento de la eólica a nuestro país?, ¿sería factible una cobertura del total de la demanda por renovables?, ¿Cuáles serían las pérdidas por desaprovechamiento eólico si se aumentara la potencia instalada?; a estas y otras preguntas se intenta dar respuesta a lo largo de este proyecto mediante el uso de herramientas estadísticas y redes neuronales.

Finalmente se exponen conclusiones como las de rentabilidad futura de las renovables, así como propuestas futuras fruto de los datos y pruebas realizadas en este proyecto.

Índice general

1. Introducción	1
2. Objetivo del proyecto	3
2.1 Metodología	3
2.2 Esquema del proyecto	4
3. HVDC, almacenamiento energético y proyectos relevantes	5
3.1 Proyectos HVDC	5
3.1.1 El ejemplo Alemán	6
3.2 Almacenamiento de energía	7
3.3 Proyectos relevantes	9
3.3.1 Proyecto Store	9
3.3.2 La Muela II	11
4. Mercado eléctrico español	13
4.1 Los agentes del sistema eléctrico	13
4.2 El mercado de la electricidad	13
4.2.1 El mercado diario	14
4.2.2 El mercado intradiario	14
4.2.3 El mercado de servicios complementarios	14
4.3 Los organismos de gestión de mercado de la electricidad	15
4.3.1 El operador del mercado	15
4.3.2 El operador del sistema	15
5. Estado de las renovables en España	16
6. Las renovables en 2014 en datos	18
7. Falta de aprovechamiento de la generación eólica y pérdidas de red	21
7.1 Estimaciones oficiales	21
7.2 Estimación del proyecto para 2014	23
7.3 Estimación de las pérdidas en caso de aumento de la planta de generación eólica	23
8. Estudio de la relación entre la eólica y los precios de la electricidad	24
8.1 Antecedentes y estudios similares en otros países	24
8.2 Estudio propio de la relación entre eólica y precios para el caso de 2014	26
8.2.1 Supuesto de cobertura del 100% de la demanda mediante generación renovable para valores de 2014	29

9.	Resultados del estudio del efecto de un aumento de la producción eólica en España	30
9.1	Estudio base – Ajuste por correlación simple	30
9.2	Red neuronal con Matlab	31
9.2.1	Estimación de los precios 2014 o comprobación de la red	31
9.2.2	Supuestos de variación de energía eólica en el sistema.....	32
9.2.3	Estudio de la red para los precios de 2015	33
10.	Conclusiones	34
11.	Bibliografía.....	35
	ÍNDICE DE ANEXOS.....	38
	Anexo I: Estudios previos del impacto de la energía eólica en el mercado diario	39
	Caso holandés.....	39
	Caso irlandés	40
	Caso danés – Países nórdicos.....	41
	Caso español en 2006	42
	Anexo II: Ampliación del estado de las renovables en España	44
	Anexo III: Estudio del año 2014, precios y generación - Precios finales.....	48
	Anexo IV: Intercambios internacionales y eólica a nivel mundial	55
	Anexo V: Cálculo de la estimación de pérdidas eólicas por incremento de planta.....	59
	Anexo VI: Proyectos de almacenamiento de energía a nivel español	61
	Anexo VII: El Mercado Interior de la Energía	62
	Servicios de ajuste del sistema eléctrico español	65
	Anexo VIII: Redes Neuronales Artificiales (RNA) con MATLAB y modelización de los casos de estudio del proyecto	67
	Arquitectura	67
	Aprendizaje	68
	Aplicaciones	69
	Caso de estudio del proyecto.....	69
	Modelización de la red.....	70
	Normalización de los valores	71
	Entradas y target de la red.....	72
	Entrenamiento de la red	72
	Resultado del entrenamiento de la red	74
	Anexo IX: Consideraciones para la estimación de la eólica de posible implantación en España y realización de los casos de estudio del proyecto	77

Anexo X: Análisis de la eólica offshore	78
Actualidad tecnológica de la eólica offshore	87
Análisis desde un punto de vista económico.....	94
Anexo XI: Datos extra y cálculos de los resultados del estudio propio	102
Supuesto de cobertura del 100% de la demanda mediante eólica.....	110
Anexo XII : HVDC y HVDC Plus	111
Anexo XIII: Tecnologías energéticas marinas (no-eólica)	116
Anexo XIV: Glosario de términos	124
Bibliografía anexos	133

Índice de figuras

Figura 1: Proyecto de HVDC para conectar el norte de Alemania con el Sur. Diseño: Bryan Christie....	6
Figura 2: Concepto del almacenamiento energético. Fuente: [9]	7
Figura 3: Esquema de bombeo de La Muela I. Fuente: [6]	11
Figura 4: Comparativa entre las primas que percibe la energía eólica y los beneficios económicos y sociales que produce	43
Figura 5: Mapa de centrales en España. Fuente: REE.....	47
Figura 6: Mapa de líneas del sistema eléctrico peninsular. Fuente: REE.....	47
Figura 7: Potencia global instalada a 2013. Fuente: Siemens.....	56
Figura 8: Mercados regionales europeos. Fuente [22]-www.ree.es	62
Figura 9: Ejemplo de determinación del precio del mercado diario. Fuente: [22] - OMIE.....	64
Figura 10: Ejemplo de red neuronal. Fuente: Mathworks.....	68
Figura 11: Proceso de ajuste de pesos en el aprendizaje supervisado. Fuente: Mathworks	68
Figura 12: Esquema final de la red NARX. Fuente: Mathworks	70
Figura 13: Red NARX en el toolbox de Matlab.....	70
Figura 14: Esquema de entradas/objetivos de la red	72
Figura 15: Representación de la red con los valores seleccionados de neuronas y delays	73
Figura 16: Valores de entrenamiento, validación y testeo de la red para sus 8760 pasos.....	73
Figura 17: Proceso de entrenamiento de la red	74
Figura 18: Resultados del entrenamiento de la red.....	74
Figura 19: La red neuronal con lazo cerrado	75
Figura 20: Mapa eólico de España, velocidad media anual a 80m de altura. Fuente: IDAE.....	79
Figura 21: Zonificación ambiental marina para parques eólicos en España. Fuente: IDAE.....	80
Figura 22: Representación de un aerogenerador marino de 3 MW con una altura de 150 m. Fuente:[7].....	86
Figura 23: Proyectos offshore en España. Fuente: EWEA y AEE.....	86
Figura 24: Costes de inversión proporcionales por tipo de gasto; Offshore – Onshore. Fuente: EWEA	87
Figura 25: Disposición final del Parque teniendo en cuenta recomendación del fabricante.	88
Figura 26: Subestructuras en función de la profundidad marina.	89
Figura 27: Tipologías de estructuras offshore apoyadas en el fondo marino. Fuente:	90
Figura 28: Factores en el diseño de estructuras flotantes.....	90
Figura 29: Principales conceptos de soportes flotantes para aerogeneradores marinos.	91
Figura 30: Plataformas Spar - Fuente: www.offshoremoorings.org.....	91
Figura 31: Esquema eléctrico de un parque eólico offshore. Fuente: [10]	93
Figura 32: Tiempo de vida que lleva cada tecnología desarrollándose (a 2013). Fuente: SCOE, Siemens.....	94
Figura 33: Fórmula de LCOE. Fuente: Siemens	95
Figura 34: LCOE detallada. Fuente: Siemens	95
Figura 35: Comparativa de índices LCOE a 2013. Fuente: Siemens.....	96
Figura 36: Otros criterios de costes a tener en cuenta para un estudio LCOE. Fuente: Siemens	97

Figura 37: LCOE/SCOE 2013 – 2025. Fuente: Siemens	99
Figura 38: Distribución de carga a lo largo del año y horas disponibles de trabajo. Fuente: Siemens	100
Figura 39: Proceso transformación AC/DC en líneas HVDC. Fuente: Siemens	114
Figura 40: Comparativa de tamaño, pérdidas y capacidad de transmisión entre líneas de AC y DC. Fuente: Siemens.....	115
Figura 41: Esquema de un Seagen S. Fuente: Siemens.....	117
Figura 42: Simulación de un Seagen S instalado y en funcionamiento. Fuente: Siemens.....	118
Figura 43: Modelo de tres y cuatro palas. Fuente: [42].....	119
Figura 44: Turbina OpenHydro. Fuente: [42].....	119
Figura 45: Sistema Stingray. Fuente: [42]	120
Figura 46: Turbina Rotech. Fuente: [42]	120
Figura 47: Sistema Flumill. Fuente: [42]	121
Figura 48: Sistema Deep Green. Fuente: [42].....	122
Figura 49: Sistema Atlantis. Fuente: [42].....	122
Figura 50: Esquema de funcionamiento del OWC	123

Índice de gráficas

Gráfica 1: Visión 2010-2020 de la generación eléctrica con energías renovables en España. Fuente: IDAE.....	2
Gráfica 2: Cantidad de proyectos abiertos en Europa de acuerdo a la tecnología de almacenamiento. Fuente: [9].....	8
Gráfica 3: Distribución del presupuesto en tecnología de almacenamiento por países europeos. Fuente: [9].....	8
Gráfica 4: Evolución anual del precio medio aritmético del mercado diario y su tasa de variación. Fuente: OMIE y AEE	19
Gráfica 5: Comparativa de los precios medios mensuales de los principales mercados internacionales en 2014.	20
Gráfica 6: Evolución de la generación eólica media frente al precio medio diario. Fuente: AEE, OMIE y REE	20
Gráfica 7: Limitaciones técnicas a la producción de eólica durante 2014. Fuente REE.....	22
Gráfica 8: Representación de las pérdidas estimadas según aumento de planta.	24
Gráfica 9: Evolución del mercado diario a precios constantes de 2014. Elaboración propia. Fuente: REE e INE.	27
Gráfica 10: Evolución horas de bombeo periodo 2000-2014. Elaboración propia. Fuente: REE	28
Gráfica 11: Evolución de la generación, periodo 2000-2014. Elaboración propia. Fuente: REE	28
Gráfica 12: Gráfica del ajuste lineal entre la generación eólica (MWh) y el precio diario (€/MWh) de 2014	30
Gráfica 13: Representación de un conjunto significativo de datos predichos frente a datos reales de precios SPOT o medios diarios (€/MWh) para 2014 por la red neuronal.....	31
Gráfica 14: Reducción del precio de la electricidad previsto en función del aumento de la potencia eólica instalada. Incluidos efectos de cambios en la generación convencional para el periodo 2010-2016.	40
Gráfica 15: Reducción de precio relacionada con la producción de eólica. Fuente I.Lainez/Neo [5] ..	42
Gráfica 16: Antigüedad de los parques eólicos españoles a 2014. Fuente: DNV-GL y AEE	44
Gráfica 17: Ingresos de las instalaciones eólicas según el año de puesta en marcha. Fuente: REE, CNMC y AEE	45
Gráfica 18: Incentivos sector eólico 2012/14: Fuente: CNMC y AEE	45
Gráfica 19: Ingresos del sector eólico 2012/14. Fuente: REE, OMIE y AEE	46
Gráfica 20: Promedio mensual de precios finales de la electricidad 2014 (€/MWh)	48
Gráfica 21: Promedio mensual de la energía eólica generada (MWh).....	49
Gráfica 22: Evolución mensual de la generación eólica promedio y precio final promedio.	50
Gráfica 23: Promedio de precios de la electricidad en el mercado diario español y francés en 2014.	51
Gráfica 24: Promedio mensual de generación eléctrica (todas las fuentes) y promedio de generación eólica (MWh).....	52
Gráfica 25: Proporción promedio del % de energía total suministrada a lo largo del año por tecnología de generación.....	52
Gráfica 26: Promedio mensual de la cantidad de energía obtenida mediante cada tecnología durante 2014 (MWh)	53

Gráfica 27: Promedio de energía generada por el carbón y la eólica durante 2014 en MWh	53
Gráfica 28: Promedio mensual de MWh exportados/importados mediante intercambios internac. y el enlace balear	54
Gráfica 29: Potencia instalada acumulada por países a finales de 2014. Fuente: GWEC, EWEA y AEE58	
Gráfica 30: Recta de regresión del entrenamiento de la red.....	74
Gráfica 31: Comparativa de los precios reales y los predichos a lo largo de todas las horas de 2014.	75
Gráfica 32: Muestra significativa del resultado de los precios obtenidos de la red frente a los reales	76
Gráfica 33: Potencia eólica acumulada por años durante el periodo 2000-2014. Fuente: REE y AEE105	
Gráfica 34: Evolución horas de producción eólica durante el periodo 2000-2014. Fuente: REE	106
Gráfica 35: Evolución de la generación eólica periodo 2000-2014 en GWh. Fuente: REE	107
Gráfica 36: Comparación entre campos magnéticos de diferentes sistemas de transmisión de alto voltaje.	112
Gráfica 37: Costes con la distancia de las redes DC y AC. Fuente: Siemens	113
Gráfica 38: Break-even distance para líneas submarinas. Fuente: Siemens	114

Índice de tablas

Tabla 1: Potencia instalada en España por tecnologías a 31/12/2014. Fuente: REE y AEE.....	18
Tabla 2: Potencia eólica instalada por comunidades autónomas en 2014. Fuente AEE.....	19
Tabla 3: Balance de los intercambios internacionales (GWh). Fuente: REE.....	21
Tabla 4: Calidad de la red de transporte en España. Fuente: REE.....	22
Tabla 5: Correlación entre la potencia eólica y la demanda total 2014 de forma cuatrimestral.....	23
Tabla 6: : Estimación de pérdidas en caso de incremento de generación eólica.....	23
Tabla 7: Red de transporte española. Fuente: REE.....	46
Tabla 8: Precios finales medios, máximos y mínimos de la electricidad durante 2014 (€).....	48
Tabla 9: Valores medios, máximos y mínimos de la generación eólica en 2014 (MWh).....	49
Tabla 10: Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica en los países miembros de ENTSO-E y limítrofes. (GWh). Fuente: ENTO-E y REE.....	56
Tabla 11: Estimación de pérdidas en caso de incremento de generación eólica.....	59
Tabla 12: Límite superior.....	59
Tabla 13: Límite inferior.....	59
Tabla 14: Tabla de la distribución Normal.....	60
Tabla 15: Repercusión en los precios de los servicios de ajustes del sistema (€/MWh). Fuente REE..	65
Tabla 16: Precio del mercado diario y los componentes que se le suman para llegar al precio final. €/MWh. Fuente REE.....	66
Tabla 17: Superficie desglosada según tipo de zonificación EEAL. Fuente: IDAE.....	81
Tabla 18: Superficie desglosada según batimetría de la zonificación EEAL. Fuente: IDAE.....	82
Tabla 19: Distribución por rango de velocidad del viento a 80m de altura de la superficie marina de España de las zonas "Aptas" y "Aptas con condicionantes". Fuente: IDAE.....	83
Tabla 20: Resumen desglosado de las EEAL y los filtrados por batimetría y recurso eólico. Fuente IDAE.....	84
Tabla 21: Dimensiones estándar de la eólica onshore y offshore (2013). Fuente: Siemens.....	93
Tabla 22: Resumen del apoyo de combustibles fósiles destinados al carbón (en millones de €). Fuente: Ministerio de Industria.....	98
Tabla 23: Impacto sobre el empleo de la eólica marina. Fuente:.....	99
Tabla 24: Costes estimados de la eólica y previsión para próximos años. Elaboración propia a partir de datos IDAE [26] y BOE [27]. *Se han considerado unos costes de explotación de 28,05 €/MWh y una vida útil de 20 años.....	102
Tabla 25: Evolución de los precios e IPC. Fuente: INE y REE.....	105
Tabla 26: Potencia instalada acumulada en MW para el periodo 2000-2014. Fuente: REE.....	106
Tabla 27: Horas de producción año por tecnología para el periodo 2000-2014. Fuente: REE.....	107
Tabla 28: Evolución de la generación en el sistema español 2000-2014 en GWh. Fuente: REE.....	108
Tabla 29: Costes estimados de la solar y previsión para próximos años. Elaboración propia a partir de datos IDAE [26] y BOE [27]. *Se han considerado unos costes de explotación de 43,56 €/MWh y una vida útil de 30 años.....	109

Índice de acrónimos

AEE: Asociación Empresarial Eólica
CAES: Compressed Air Energy Storage
CNC: Comisión Nacional de la Competencia
CNE: Comisión Nacional de Energía
DM, σ ó Sigma: Desviación media
EEI: European Industrial Initiative
EEGI: European Electricity Grid Initiative
EERA: European Energy Research Alliance
EMC: Error Medio Cuadrático
ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity
HVDC: High Voltage Direct Current
IDAE: Instituto para la diversificación y el ahorro de la energía
IEA: International Energy Agency
INE: Instituto Nacional de Estadística
LCOE: Levelized Cost of Electricity
MIBEL: Mercado Ibérico de Electricidad
MIE: Mercado Interior Europeo de la energía
MIT: Massachusetts institute of Technology
NARX: Nonlinear Autoregressive Network with Exogeneous Inputs
OMEL: Operador del Mercado Eléctrico
OMIE: Operador del Mercado Ibérico Español
P2G: Power-to-Gas
PBF: Programa Base de Funcionamiento
PER: Plan de Energías Renovables
PHES: Pumped Heat Electrical Storage
PO: Procedimiento de Operación
PVP: Programa Viable Provisional
 R^2 : Coeficiente de regresión lineal
RD: Real Decreto
REE: Red Eléctrica de España
REN: Rede Eléctrica Nacional
RMS: Root Mean Square
RNA: Red Neuronal
SCOE: Society's Cost of Electricity
TUR: Tarifa de Último Recurso
UCTE: Union for the Coordination of the Transmission of Electricity
UNESA: Asociación Española de la Energía Eléctrica

1. Introducción

La disponibilidad y uso de energía ha sido siempre parte fundamental del ser humano que cada vez demanda más recursos energéticos para cubrir sus necesidades de consumo y bienestar. Las energías renovables que provienen de fuentes inagotables, como el sol o el viento, no emiten gases de efecto invernadero y son una pieza clave para un futuro sostenible. Pese a que hay una concienciación cada vez mayor de las consecuencias del actual sistema económico, como el cambio climático, lluvia ácida, agujero de la capa de ozono, desertización, etc...; el sistema evoluciona lentamente y todavía le queda a la humanidad un largo camino para convertirse en una civilización de tipo 1, energéticamente hablando, que según la escala de Kardashov, sería el pleno aprovechamiento de los recursos de nuestro planeta de una forma eficiente.

Las energías renovables son la evolución esperada del sistema energético mundial, pero la sociedad se rige por la economía y ésta se basa en la rentabilidad y en la disponibilidad de los recursos. La inversión en renovables debido a su mucha diversificación y poca producción suele ser cara; implica un mayor coste de fabricación y una alta inversión en I+D por parte de las empresas fabricantes de medios para la producción de energía renovable (molinos, placas solares, etc...) entre otras cosas.

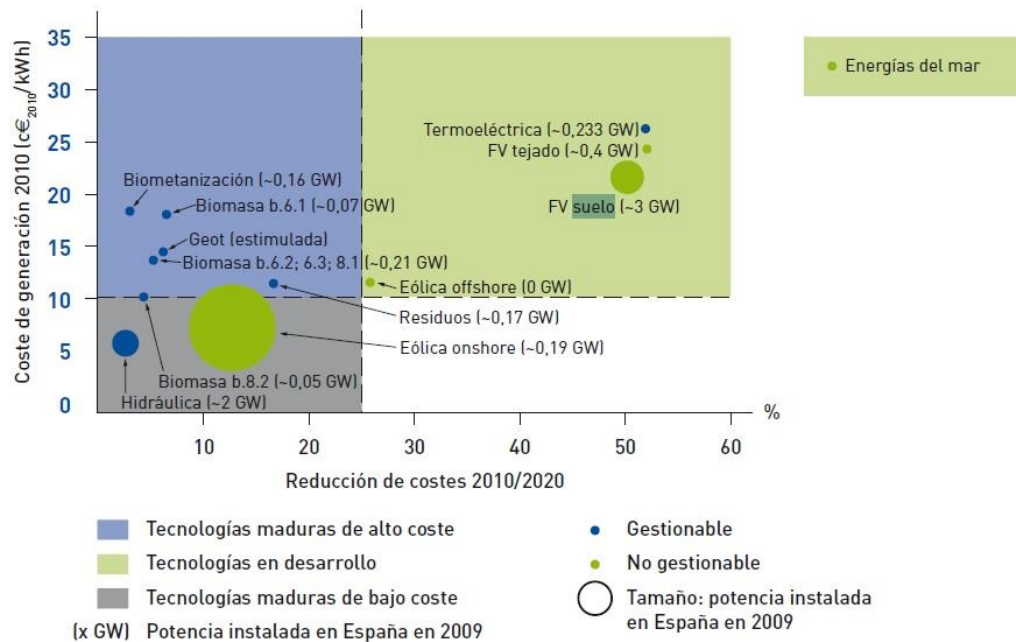
Por tanto, las energías renovables dependen en gran medida, para arriesgarse en su inversión, de subvenciones y del precio del barril de petróleo. Según los expertos la inversión en renovables son rentables a partir de un valor de barril de crudo de 100\$/barril [1]; en el caso de las bioenergéticas se estima que es en torno a 60-70\$/barril [2], pero éstas tecnologías están poco extendidas todavía y no son el objeto de éste proyecto.

La energía solar fotovoltaica gracias a una evolución en la tecnología del rendimiento de las placas (alcanzando actualmente el 46% [3]), comparable en cierta medida al de la progresión de los microchips, la implementación del grafeno en dicha tecnología [4] y un abaratamiento de los costes de fabricación está cada día ganando rentabilidad frente a otras tecnologías, a todo esto habría que añadir su ajuste a la demanda diaria que es, como se verá más adelante, mejor que el de la eólica.

En el sector de la energía hidroeléctrica hay que diferenciar entre la minihidráulica (<10 MW), las centrales hidroeléctricas (entre 10 y 50 MW) y la gran hidráulica que son todas aquellas que superen los 50 MW. En España los últimos años las inversiones en energía hidroeléctrica se han centrado en potencias inferiores a 50 MW pues en las ayudas a las renovables del régimen especial son éstas las únicas que reciben algún tipo de ayuda, considerando que las de más de 50 MW se rentabilizan solas por su mayor producción [5]. Si bien ha habido en estos últimos años inversión en centrales como las de la Muela II (ampliación de la Muela I en producción desde 1989) pasando de 870 MW en turbinación y 540 MW en bombeo a 1710 MW y 1260 MW respectivamente tras la ampliación, un aumento de cerca del 100% de su potencia [6], convirtiéndolo en el mayor complejo hidroeléctrico de bombeo de Europa. La inversión realizada en La Muela II ha supuesto un coste de 400.000€/MW, un precio significativamente inferior al de otras renovables como la eólica que ronda 1.05 M€/MW o la solar fotovoltaica tradicional que ronda los 2.3-2.7 M€/MWp [7].

Una forma de evitar las pérdidas de energía eólica que se producen, y que se comentarán más adelante en este proyecto, sería mediante el uso de PHES (Pumped Hydro Energy Storage – Almacenes Energéticos Hidráulicos por Bombeo), lo que se conoce comúnmente como estaciones de bombeo. Estas estaciones tienen una vida media de 50-100 años con altos costes de inversión pero bajos costes de mantenimiento, quedándose en unos 450-2500 €/KW. [8]

Con todo esto, cabe suponer una evolución de la generación eléctrica mediante renovables como se muestra en el siguiente gráfico:



Nota: para representar los costes de generación en 2010 se ha tomado el valor medio del rango considerado
 Nota 2: no representa la tecnología geotérmica de ciclo binario convencional debido a que no se estima potencial de desarrollo en España

Gráfica 1: Visión 2010-2020 de la generación eléctrica con energías renovables en España. Fuente: IDAE

La solar y junto con la eólica son las dos tecnologías que más irán disminuyendo, se estima, sus costes a lo largo de los años, además de acarrear ya de por sí significativas mejoras que suponen un menor coste de generación.

Las razones de por qué se elige la eólica para generación en grandes parques energéticos en vez de solar son claras, menores costes de inversión y mantenimiento, mayor rentabilidad, mayor eficiencia y una mayor potencia escalable. Es por ello que la eólica desde comienzos del nuevo siglo se ha convertido en la renovable por excelencia, potenciada mundialmente por países como China, India, Estados Unidos y por algunos de los principales países Europeos como Alemania, Dinamarca, Reino Unido, Holanda o España. No hay que olvidar sin embargo que la solar se adapta mejor a la demanda (siempre luce sol durante las horas de mayor demanda), su eficiencia está aumentando considerablemente con los últimos avances y sus costes son los que más rápidamente se están reduciendo comparativamente.

2. Objetivo del proyecto

El objetivo del proyecto es el estudio de la influencia de la generación eólica en los precios, mediante un análisis del estado actual del sistema español en cuanto a renovables, almacenamiento energético y funcionamiento del sistema. También se contemplan casos de estudio de aumento de la eólica y su influencia en los precios.

Al comienzo se estudió la posibilidad de que se aprovecharan mejor los parques eólicos actuales, pero esto se desestimó al demostrarse que sus pérdidas por vertido de recurso eólico eran inferiores a lo imaginado.

2.1 Metodología

Para realizar los supuestos y estudiar los datos que nos ocupan en este proyecto se ha hecho uso de la matemática, especialmente estadística y redes neuronales; utilizando Matlab y otros programas de cálculo estadístico para realizar los estudios. A continuación se exponen las principales definiciones de la metodología usada.

Regresión lineal

Modela la relación entre la variable dependiente Y , las variables independientes X_i y el término aleatorio ε .

$$Y_t = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \dots + \beta_p X_p + \varepsilon$$

Error cuadrático medio (ECM-RMS)

Sirve para calcular el promedio de los errores al cuadrado de la diferencia entre el valor estimado y el valor real.

$$ECM = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (\hat{Y}_i - Y_i)^2.$$

Coefficiente de correlación de Pearson

Es una medida de la relación lineal entre dos variables aleatorias cuantitativas, medido entre $[-1,1]$, siendo -1 una correlación negativa perfecta o relación inversa y 1 una correlación positiva perfecta o relación directa. R^2 es el cuadrado del coeficiente de correlación y es una medida que indica el tanto por uno que las variables independientes explican de la variable dependiente.

Otros términos usados: desviación estándar, promedio.

La parte de redes neuronales se ha realizado mediante el programa Matlab y su Neural Network toolbox; sirve para modelar sistemas no-lineales, en nuestro caso usándolo para predicción de series temporales. Qué son y cómo funcionan las redes neuronales puede encontrarse extensivamente explicado en el Anexo VIII.

Para el estudio de precios de la energía eléctrica (€/MWh), se han tomado los precios spot de 2014, que son los precios del mercado diario de la energía. No se han utilizado para este proyecto los precios finales de la electricidad. La diferencia entre ambos y su definición se encuentra en el apartado 4 y en el glosario de términos (Anexo XIV).

2.2 Esquema del proyecto

En el apartado 3 se comentan los proyectos HVDC y el almacenamiento energético así como proyectos interesantes. Esta parte es informativa y formaba parte de los objetivos iniciales del proyecto en su estudio original sobre un mejor aprovechamiento del recurso eólico; ahora forma parte como sugerencia a futuro para intercambios internacionales en el caso del HVDC (High Voltage Direct Current – Líneas de alta tensión en corriente continua) y almacenamiento energético en el caso de un aumento de planta.

El apartado 4 hace un breve resumen de cómo funciona el mercado eléctrico español.

En el apartado 5 se analiza el estado de las renovables actualmente en España con especial énfasis en la eólica. En el apartado 6 se continúa con dicho análisis pero desde un punto de vista de datos y precios analizando el año 2014.

En el apartado 7 se estudian las pérdidas por vertido de recurso eólico que no ha podido ser aprovechado y que fue uno de los objetivos anteriores del proyecto.

En el apartado 8, se analizan los casos realizados por otros países en la relación de los precios y la eólica, así como un caso de estudio previo hecho para España.

En el apartado 8.2 se realiza un estudio propio estimando la relación entre los precios y la producción eólica, tomando como referencia 2014.

En el apartado 9 se estudia mediante redes neuronales los supuestos de aumento de planta y como afecta esto a los precios en España.

En el apartado 10 se sacan las conclusiones del proyecto.

3. HVDC, almacenamiento energético y proyectos relevantes

Hay varios asuntos claves en este tema, la ampliación y mejora de la red de distribución, el almacenamiento de energía excedente procedente de generación renovable y el aumento de los intercambios internacionales para una mayor eficiencia; estos temas se desarrollan en los sucesivos apartados.

3.1 Proyectos HVDC

Estos proyectos surgen como necesidad de una ampliación de la red de transporte y se basan en que por primera vez una HVDC se considera una mejor inversión que parchear la red de AC. Las razones de esto son varias, una de ellas sería que una mayor dependencia de las renovables implica unas fluctuaciones en la energía vertida a la red que pondrían en riesgo de sobrecarga a la misma, para la cual la red HVDC da una solución eficaz y versátil pues permite hacer lo mismo que la de AC pero con mayor control sobre la potencia que se envía además de necesitar de una electrónica de menor coste.

Otra razón sería que se necesitaría de la construcción de menos líneas y hay que considerar un factor importante: recientes desarrollos en los convertidores AC/DC, hechos mediante IGBT's (transistor bipolar de puerta aislada), han hecho que sean una opción viable; se han reducido sus pérdidas al 1%, controlan su propio voltaje y ayudan a estabilizar la red de AC. Hay varias complicaciones todavía pendientes de solucionar, pero las compañías más punteras del sector trabajan contrarreloj para solucionarlas, aportando novedosas e interesantes ideas con las que revolucionar el sector. Una ampliación de este tema puede encontrarse en el Anexo XII.

Europa tiene como objetivo una red de conexión transeuropea que mejore la calidad del servicio y suministro del continente mediante las conexiones HVDC que son las que permiten esto de una forma más sencilla y barata que una red HVAC (High Voltage Alternate Current – Corriente Alterna de Alta Tensión). Las redes HVDC sirven de “cortafuegos” en las conexiones entre países aislando los problemas de unas redes con las demás; un plus importante son que las pérdidas por transmisión de potencia a largas distancias se reducen enormemente, así como permitir la transmisión de potencia entre líneas asíncronas o de frecuencias diferentes; además de que existe la posibilidad de añadir potencia adicional a la red sin necesidad de incrementar el ratio de cortocircuito de la red implicada (Información ampliada también en el Anexo XII).

Es por esto, que el reciente proyecto INELFE que une Francia y España duplica la capacidad de intercambio entre ambos países hasta los 2800 MW (pasando a cubrir de un 3% a un 6% de la demanda actual de nuestro país), ha supuesto una obra estratégica para nuestro país; España como se puede ver en el ANEXO IV es un país exportador de energía. Hay otro ejemplo precedente de red HVDC en España, *Cometa* (CONexión MEditerranea Transporte Alta tensión) que une la isla de Mallorca y Valencia con una potencia de 400 MW.

3.1.1 El ejemplo Alemán

Alemania lleva muchos años invirtiendo de forma constante en eólica, paulatinamente cerrando sus centrales nucleares desde el año 2000 e incentivando la inversión en renovables con leyes, como la de 1991, que garantizaba a los productores de renovables el 90% del precio que las compañías eléctricas cobraban de cada KWh que generasen; tras la decisión del cierre inmediato de ocho de sus centrales nucleares y las restantes nueve paulatinamente a raíz del desastre en la central de Fukushima, ésta política no ha hecho sino acrecentarse.

Fruto de este nuevo panorama político, el sur de Alemania tradicionalmente abastecido por sus centrales nucleares y convencionales, tiene un déficit energético que ha de suplirse con la energía generada en el más ventoso norte y esto ha llevado a nuevos retos tecnológicos para transportar grandes cantidades de energía de forma más eficiente como por ejemplo el proyecto de red HVDC que conecta el norte con el sur.

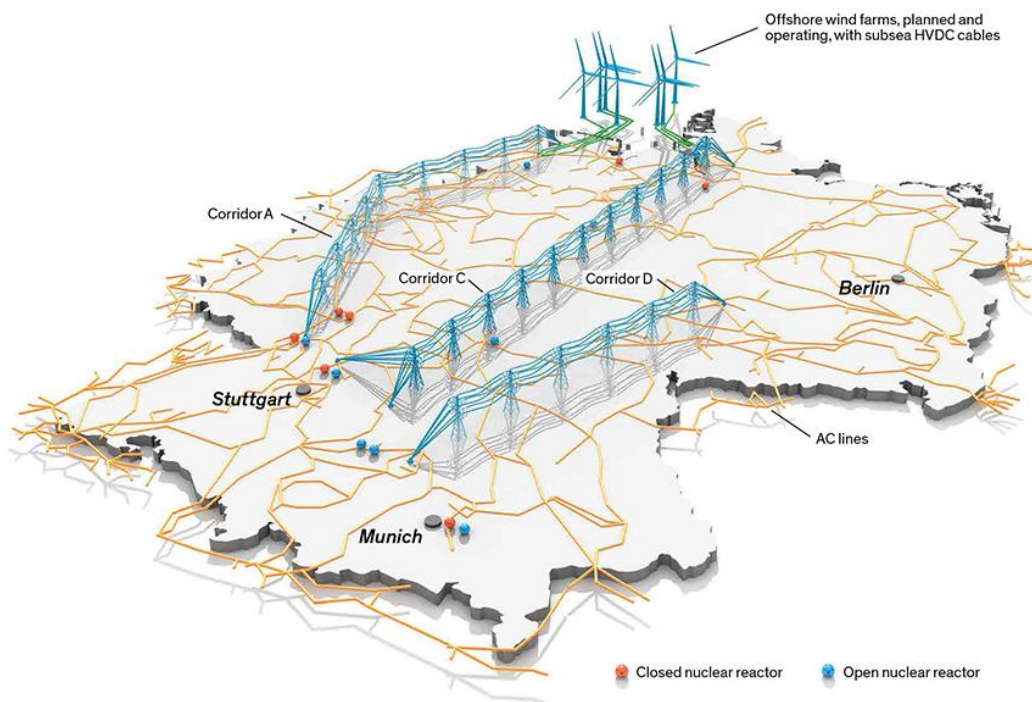


Figura 1: Proyecto de HVDC para conectar el norte de Alemania con el Sur. Diseño: Bryan Christie.
Fuente: www.entsoe.eu

3.2 Almacenamiento de energía

El desarrollo de redes eléctricas inteligentes se ha movido siempre con los conceptos de flexibilidad y respuesta de la demanda. Fuentes como la fotovoltaica y la eólica tienden a tener perfiles de potencia generada mucho más impredecible e incontrolable que las fuentes de generación tradicionales. El balance adecuado de la red depende por tanto cada vez más de la disponibilidad de almacenamiento o buffer de la red.



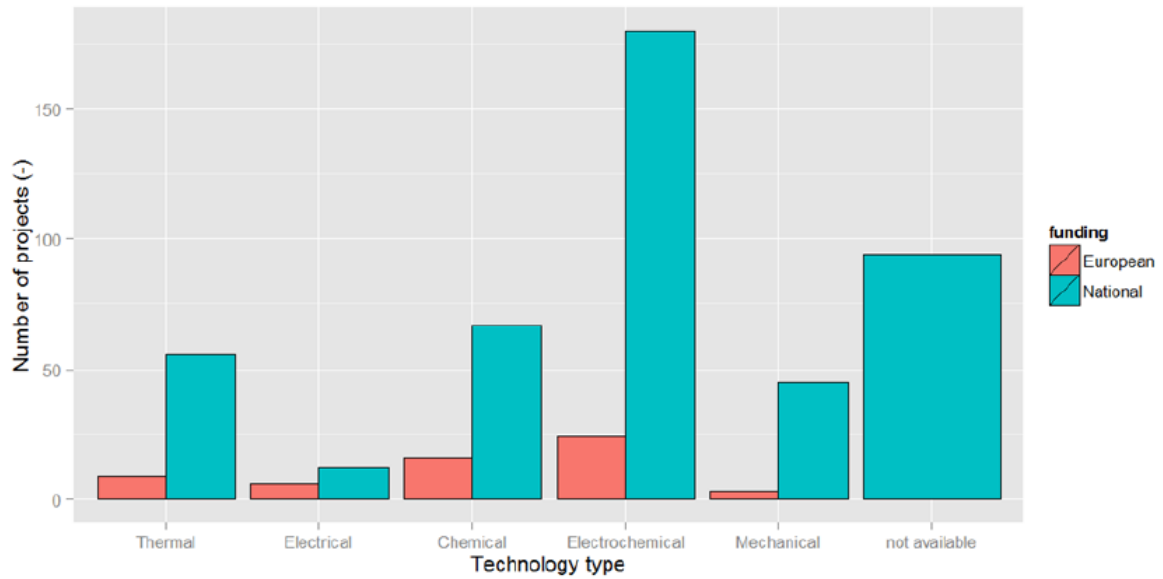
Figura 2: Concepto del almacenamiento energético. Fuente: [9]

La Figura 2 muestra lo que se considera una solución de almacenamiento; una “caja negra” a la que entra electricidad y que libera luego la energía en forma de electricidad, calor o trabajo.

La iniciativa de red eléctrica europea (European Electricity Grid Initiative – EEGI) se creó a raíz de la identificación de las redes eléctricas inteligentes como una tecnología clave estratégica para el futuro de la gestión energética eficiente en Europa. Este grupo se ha encargado de analizar la viabilidad de invertir en almacenamiento, la forma de afrontar el problema por parte de los distintos países europeos y las tecnologías. [9]

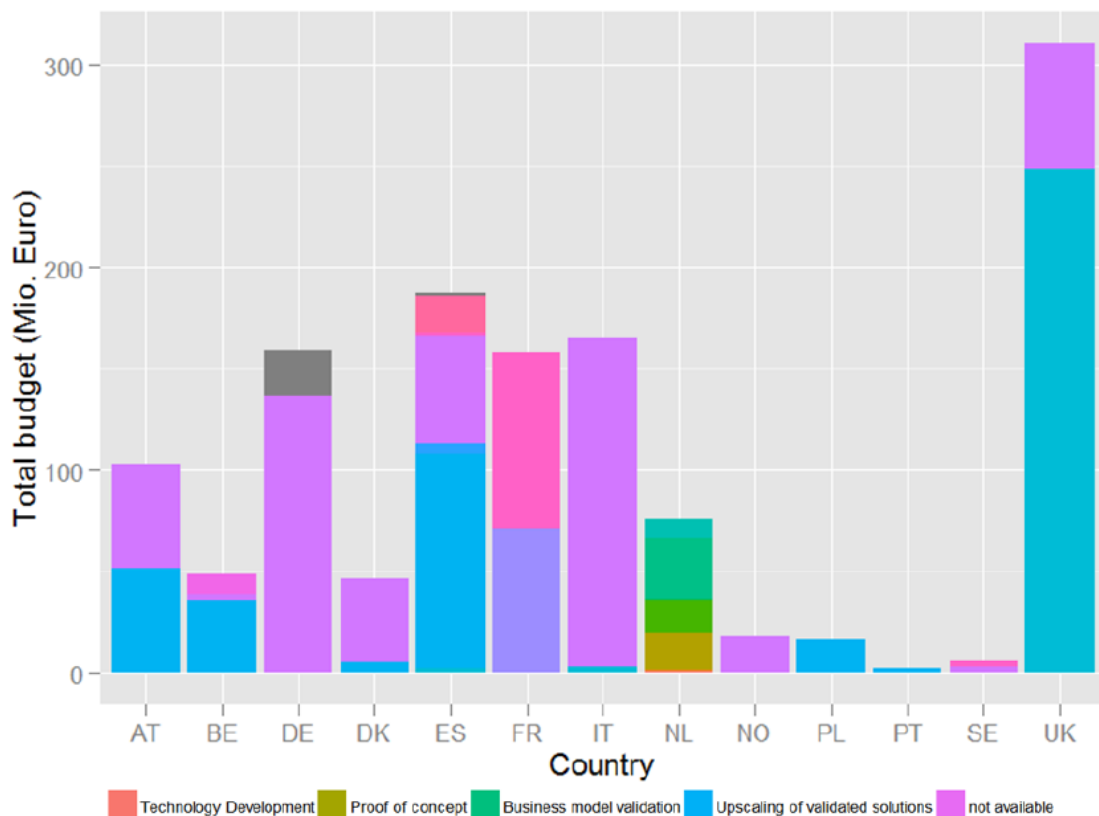
Las formas de almacenamiento de energía que se están estudiando actualmente pueden aparecer a diferentes niveles de la red eléctrica, según una categorización hecha por EASE (European Association for Storage of Energy) y EERA (Electrical European Research Alliance) publicada en 2013:

1. Mecánico – Tecnologías como hidráulica de bombeo, volantes de inercia y almacenamiento de energía por aire comprimido o CAES (Compressed Air Energy Storage).
2. Químico – Tecnologías como energía a gas (P2G – Power to Gas).
3. Electroquímico – Supercapacitores y baterías.
4. Eléctrico – Sistemas de almacenamiento híbrido.
5. Térmico – Todas las tecnologías que almacenan energía como calor y materiales con cambio de fase o materiales termoquímicos como los estudios con Fulvaleno realizados por el Instituto Tecnológico de Massachusetts (MIT).



Gráfica 2: Cantidad de proyectos abiertos en Europa de acuerdo a la tecnología de almacenamiento. Fuente: [9]

La Gráfica 2 muestra como la mayor parte de los proyectos de almacenamiento energéticos se hacen en el sector electroquímico, de este, la mayor parte se dedica exclusivamente a baterías, Europa apuesta claramente por esta tecnología. Una gráfica detallada de los proyectos a nivel español se puede encontrar en el ANEXO VI.



Gráfica 3: Distribución del presupuesto en tecnología de almacenamiento por países europeos. Fuente: [9]

3.3 Proyectos relevantes

3.3.1 Proyecto Store

Tiene por objetivo facilitar el desarrollo de tecnologías de almacenamiento de energía a gran escala, tales como el bombeo hidráulico (PHES) y el aire comprimido en cavernas (CAES), para permitir una mayor penetración de las energías renovables, especialmente aquellas de tipo intermitente en su generación como la eólica. Las principales cuestiones que influyen en el mayor desarrollo del almacenamiento energético son los marcos regulatorios y de mercado, así como las cuestiones medioambientales. El consorcio del proyecto stoRE lo forman 9 socios, de 6 países diferentes: Alemania, Austria, Dinamarca, España, Grecia e Irlanda. En los informes del proyecto se muestra claramente que en España a corto plazo un almacenamiento de energía adicional no es necesario, como consecuencia de una elevada potencia instalada de Ciclos Combinados. *Los informes también comentan que a partir de 2020 surgirá una necesidad de almacenamiento de energía adicional en el sistema para evitar recortes significativos a la generación renovable.* [10]

Otro informe de 2012, muestra que el desarrollo actual de las instalaciones de almacenamiento es un proceso ineficientemente conducido, que genera riesgos innecesarios, así como consumos extra de tiempo y dinero. *Este informe recomienda una revisión exhaustiva de la cuestión por parte de los Gobiernos para determinar las necesidades particulares de almacenamiento de energía, para desarrollar planes y programas más eficientes, para determinar localizaciones adecuadas y para desarrollar directrices claras.* [11]

En la actualidad, el sistema eléctrico español se encuentra en una situación de sobrecapacidad, debido al crecimiento simultáneo durante la última década de la potencia instalada eólica y de ciclo combinado. Además, la ralentización de la actividad industrial ha venido reduciendo paulatinamente la demanda eléctrica desde 2008, lo que ha derivado en un factor de ocupación de las plantas de ciclo combinado por debajo del 50% durante los últimos años. Su situación ha empeorado si cabe tras la reciente aprobación del Real Decreto de apoyo al carbón nacional. Dada esta coyuntura, no se esperan grandes inversiones en nueva capacidad instalada a corto plazo, excepto para las tecnologías renovables y para sustitución de centrales térmicas de fuel en los archipiélagos. [8]

A principios de este 2014, ya estaban puestas en marcha las tres primeras plantas de almacenamiento de energía eléctrica que se integran en la red eléctrica en España en las instalaciones de generación de Endesa en las Islas Canarias. El proyecto STORE quiere demostrar la integración de tres tecnologías de almacenamiento energético (baterías de Ión Litio, ultracondensadores y volantes de inercia) en un entorno real, de forma eficiente, en ámbitos eléctricos aislados, donde su impacto es de mayor relevancia, como es el caso de los sistemas insulares.

Cada instalación que se ha desplegado en el archipiélago canario desarrolla, precisamente, una de estas tres tecnologías:

1. La planta instalada en Gran Canaria es de almacenamiento electroquímico mediante baterías IonLi, de 1MW/3 MWh, y busca probar las capacidades reales para aportar servicios complementarios como una unidad de generación convencional, permitiendo gestionar la demanda, aportar inercia y potencia activa al sistema, regular tensión, y participar en la regulación secundaria.
2. Los equipos de almacenamiento que se han instalado en La Gomera mediante un sistema de volante de inercia de 0.5MW/18MW, aportan inercia y potencia activa para la regulación primaria, además de conseguir una estabilización continua de la frecuencia de la isla.
3. En La Palma, la instalación de la tecnología de ultracondensadores de 4MW/20MW aporta estabilidad a la frecuencia del sistema, y valida su capacidad para evitar pérdidas del suministro ante averías imprevistas, dotando al sistema de mayor robustez y calidad de suministro.

Las plantas de La Gomera y de La Palma utilizan tecnologías para almacenamiento de energía con tiempos de respuesta muy rápida. Por tanto, son adecuadas para evitar eventos imprevistos, que en los sistemas eléctricos de pequeño tamaño son capaces de provocar pérdidas parciales del suministro eléctrico o provocar incluso un corte general del suministro. La planta de Gran Canaria, por su parte, cuenta con una mayor capacidad de almacenamiento y puede funcionar como un grupo de generación gestionable, cuya carga y descarga se programa diariamente.

En una parte del proyecto Store en España, sobre el almacenamiento por bombeo, se contemplaban dos escenarios simulados; uno donde la aportación de las renovables al sistema Español se aproxime al 40% como marca el plan 2020; otro donde se contempla una aportación mucho mayor de las renovables, hasta el 80%, que sería el objetivo de las próximas décadas. Dichas simulaciones demostraron que para el objetivo 2020, el primer caso, no se necesitarían cambios en el sistema para mejorar su estabilidad, pero que en el segundo caso, sería recomendable que la potencia de bombeo se estableciera en 8-9 GW para una capacidad de almacenamiento calculada de 100 GWh, o si no entre un 6 y un 7% de la generación mediante renovables se quedaría fuera del sistema. [8]

Como conclusión, las centrales de bombeo hidráulico jugarán un papel clave para cumplir los exigentes objetivos para España, pudiendo aprovechar hasta un 70% de la energía renovable que de otra manera habría sido vertida. El 30% restante dependería de una inversión extremadamente cara y poco rentable (pues está concentrada en unas pocas horas del año) que sería mejor intentar aprovechar mediante un desvío a consumos distribuidos como vehículos eléctricos, etc. [8]

3.3.2 La Muela II

La muela I entró en servicio en 1989 como una combinación de una central hidroeléctrica clásica (la presa de Cortes II) y una de bombeo (La Muela). La suma de ambas supone el 76% de la potencia hidráulica instalada en la Comunidad Valenciana. Y su consumo en bombeo es el 26.41% del consumo total en bombeo en España, con una potencia total de 540 MW en bombeo y 870 MW en turbinación (630 MW La Muela I, 240 MW Cortes II).



Ilustración 1: Foto aérea de La Muela. Fuente: [6]

Según la Asociación Española de la Industria Eléctrica (Unesa), una central hidroeléctrica de bombeo, como la de La Muela II, es un tipo especial de central hidroeléctrica de tiene dos embalses. El agua contenida en el embalse inferior es bombeada durante las horas de menor demanda eléctrica al embalse superior con el objetivo de turbinarla, posteriormente, para generar electricidad en las horas de mayor consumo eléctrico.

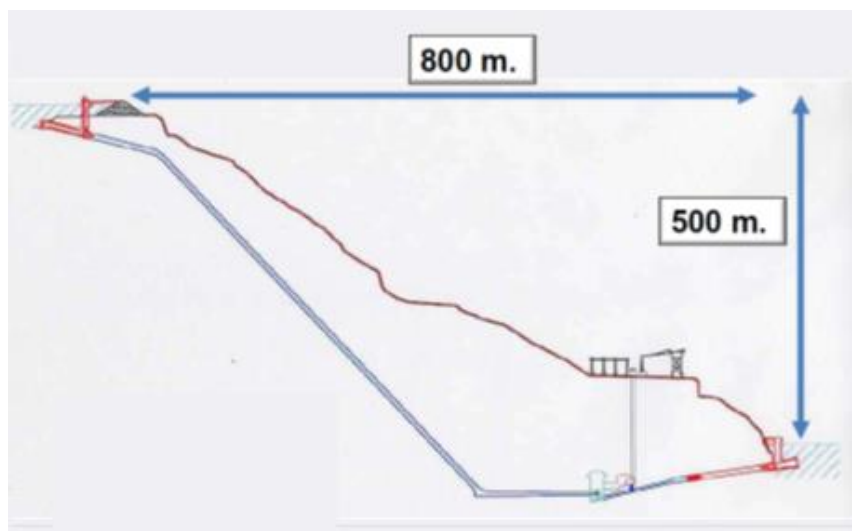


Figura 3: Esquema de bombeo de La Muela I. Fuente: [6]

La Muela II supone una ampliación de la potencia de esta central; la potencia de turbinación se ampliaría en 840 MW casi duplicando la anterior y llegando a 1710 MW en conjunto. La potencia de bombeo sería más del doble de la que ya había, ampliándose en 720 MW y llegando a un total de 1260 MW. Con esta medida se emitirán 650.000 Ton de CO₂ menos a la atmósfera.

Por tanto, estas instalaciones permiten una mejora en la eficiencia económica de la explotación del sistema eléctrico al almacenar electricidad en forma de agua embalsada en el depósito superior y constituyen en la actualidad la forma más económica de almacenar energía eléctrica.

Lo ideal sería poder usar este tipo de instalaciones para aprovechar la energía sobrante de molinos y otras fuentes en aquellos momentos en que la red no puede absorberla, no solo bombeando en aquellas horas donde el consumo sea inferior. Aun así es una fuente renovable de las más baratas, duraderas y fiables existentes.

3.3.3 Otros proyectos relevantes

Las iniciativas Europeas del Plan de Tecnologías Energéticas Estratégicas (SET-Plan) son una serie de proyectos estratégicos a nivel europeo que engloban la Alianza Europa de Investigación Energética (EERA - <http://www.eera-set.eu/>) y las iniciativas Industriales Europeas (EEI's) [12]:

- Iniciativa de Red Eléctrica Europea (EEGI)
 - Sus objetivos son transmitir y distribuir hasta un 35% de la electricidad de fuentes renovables dispersas y concentradas hasta 2020 y una completa producción eléctrica sin CO₂ para el 2050. Así como reducir el capital y costes operacionales de las redes mientras se cumplen los anteriores objetivos.
 - También pretende integrar las redes eléctricas nacionales en una red pan-europea basada en el mercado y que garantice un suministro eléctrico de alta calidad.
 - Anticiparse a nuevos desarrollos en el transporte de energía eléctrica como la electrificación de los transportes (coches eléctricos, baterías de carga rápida, autopistas que recargan los coches mientras estos circulan, etc..)

- IIE (Iniciativa Industrial Europea) para la captura y almacenaje de CO₂
 - Busca demostrar la viabilidad comercial del CCS (Carbon Capture and Storage). Particularmente habilitar tecnologías CCS competitivas para las centrales eléctricas de carbón inicialmente y luego extenderlo al resto de industrias que produzcan grandes cantidades de CO₂.

- IIE de Energía Solar Fotovoltaica
 - Mejorar la competitividad y sostenibilidad de dicha tecnología así como facilitar su penetración a gran escala en áreas urbanas y su integración en la red eléctrica.

- IIE de Energía Eólica
 - Mejorar la competitividad de la eólica así como permitir su explotación en plantas offshore, especialmente aquellas que por su gran profundidad suponen un reto tecnológico, así como facilitar su integración a la red eléctrica.

4. Mercado eléctrico español

El Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL) es uno de los mercados regionales de Europa y engloba a España y Portugal. En este apartado se describe brevemente el mercado eléctrico español [13], una ampliación, así como una explicación sobre el Mercado Interior de la Energía Europeo se encuentra en el Anexo VII.

4.1 Los agentes del sistema eléctrico

Generadores: Producen electricidad y debe construir, operar y mantener las centrales de generación.

Productores en régimen especial: son empresas productoras que tienen un tratamiento económico especial al mejorar la dependencia energética y reducir el impacto medioambiental.

Transportistas: llevan la electricidad desde los centros de producción hasta la red de distribución, haciendo las tareas de construcción y mantenimiento de la red eléctrica de transporte.

Distribuidores: tienen que traer la energía hasta el punto de consumo y realizar su venta, además, deben construir, mantener y operar las instalaciones de la red de distribución.

Comercializadores: todas las personas jurídicas que tienen como función la venta de energía eléctrica a los consumidores.

Consumidores calificados: son los consumidores que tienen un nivel de consumo anual que opera sobre unos valores determinados.

Reguladores: la Administración del Estado y la Comisión Nacional de Energía.

Operadores: el Operador del Mercado y el Operador del Sistema.

4.2 El mercado de la electricidad

En el anterior sistema eléctrico el funcionamiento diario de las centrales de producción lo determinaba Red Eléctrica de España (REE), de acuerdo con los criterios de política energética establecida por el Ministerio de Industria y Energía. Ninguna central podía enviar la electricidad a la red si no estaba incluida en la programación de la REE. En el nuevo sistema eléctrico, y desde el 1 de enero de 1998, el funcionamiento de las instalaciones de generación de electricidad queda determinado a través de diferentes mecanismos. En este mercado, como se describe a continuación, las empresas productoras comunican cada día de forma libre las condiciones de cantidad y precio a las que están dispuestas a vender la electricidad de sus instalaciones.

El mercado de producción está formado por **el mercado diario, el mercado intradiario y el mercado de servicios complementarios.**

4.2.1 El mercado diario

Son todas aquellas transacciones de compra-venta de energía correspondiente a la producción y suministro del día siguiente. Aquí se determina el Precio spot que es el que se utiliza en este proyecto.

La mecánica del mercado diario consiste en:

La presentación de ofertas de venta y compra de energía (por parte de los agentes distribuidores, comercializadores y consumidores calificados).

Una vez recibidas las ofertas, que se realizan por cada una de las 24 horas del día siguiente, se realiza la casación, partiendo de la oferta de venta más barata hasta igualarla a la demanda.

Este sistema es un importante incentivo para reducir el precio de la electricidad, porque los generadores intentarán **ofrecer su energía al precio más bajo que puedan** para asegurarse que sus centrales sean seleccionadas para funcionar.

4.2.2 El mercado intradiario

Puede pasar que, una vez establecido el Programa Diario, se tenga la necesidad de efectuar algunos ajustes en sus ofertas o demandas.

Entonces, se pone en marcha el denominado Mercado Intradiario, que funciona básicamente con los mismos criterios que el Mercado Diario.

Estos mercados están organizados en seis sesiones y pueden participar en ellas todos los agentes que estén autorizados para operar en el Mercado Diario. Una vez definidas las casaciones de ofertas y demandas del Mercado Intradiario, éstas se agregarán al Programa Diario Viable, determinando así el Programa Horario Final.

4.2.3 El mercado de servicios complementarios

Este mercado está constituido por los procesos que permiten resolver los desequilibrios que puedan surgir entre generación y demanda.

Agrupar un conjunto de mecanismos de carácter competitivo que complementan el Mercado de Producción. Además, existen otros servicios complementarios que los agentes del mercado deben poner a disposición de la operación del sistema como condición para poder participar en él.

Todos los procesos que forman parte de este mercado permiten el control y la operación en tiempo real del sistema eléctrico, de manera que en cualquier momento la seguridad y la calidad en el suministro eléctrico estén garantizadas.

4.3 Los organismos de gestión de mercado de la electricidad

El operador del mercado y el operador del sistema son los organismos encargados de la gestión económica y técnica del sistema. La Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad (OMEL) es la responsable de la gestión económica de la generación y Red Eléctrica de España (REE) es la encargada de la gestión técnica del sistema.

4.3.1 El operador del mercado

El operador del mercado gestiona las casaciones de las ofertas y las demandas en el mercado de producción de la electricidad. El operador del mercado es el organismo que determina los precios finales.

En primer lugar, recibe las ofertas de venta de energía que hacen los productores de electricidad y también recibe las demandas de energía que hacen los agentes autorizados para realizarlos.

Una vez recibida esta información, el OMEL selecciona para cada hora del día siguiente la entrada en funcionamiento de las unidades de generación, empezando por las que han comunicado las ofertas de energía más baratas, hasta cubrir la totalidad de la demanda.

Tienen que poner a disposición de los agentes del sistema toda la información relativa a las ofertas y las demandas en cada sesión horaria, y publicar en los medios de difusión nacional toda la información de carácter público sobre el mercado de producción, asesorar al OMEL y proponer medidas regulatorias para mejorar su funcionamiento.

4.3.2 El operador del sistema

Red Eléctrica de España (REE) es responsable de la red de transporte de alta tensión y el operador del sistema. Por lo tanto, es el organismo encargado de garantizar una correcta coordinación del sistema de producción y transporte de electricidad, con la finalidad de asegurar la calidad y seguridad en el suministro de energía.

Dentro de las funciones del operador del sistema existe la de gestionar los programas de intercambios internacionales de electricidad con otros países, que son necesarios para mantener o incrementar la seguridad y la calidad en el suministro de electricidad.

También debe:

- Informar de la capacidad de transporte y de interconexión del sistema eléctrico, así como las necesidades de interconexión con otras redes eléctricas.
- Analizar todas las nuevas solicitudes de conexión a la red y limitar el acceso a ella cuando no disponga de capacidad suficiente o existan riesgos para la seguridad del suministro.
- Establecer, en coordinación con los agentes del sistema, planes de maniobra para garantizar la reposición del servicio en caso de interrupciones.

El operador del mercado y el operador del sistema deben funcionar con un elevado grado de coordinación para enfrentarse de forma adecuada a situaciones excepcionales que puedan producirse en las redes de transporte o en el sistema de generación de electricidad.

Es importante tener en cuenta que aunque el viento sea “gratis” hay unos costes que asumir, amortización del molino, impuestos, transporte y por supuesto ganancias. Solo se ahorra dinero por los derechos de emisión de CO₂ que no hay que pagar y por el consumo cero de combustible (y su logística/manipulación intrínseca); por lo que la electricidad generada mediante molinos de viento no supone una bajada espectacular de los precios ni una electricidad a “coste 0”; como mucho una pequeña/moderada bajada de los mismos y/o estabilidad de éstos cuando haya un aumento del precio de los combustibles tradicionales; ya que la eólica habrá de cubrir costes que antes cubría con subvenciones.

5. Estado de las renovables en España

Desde la década de los 90, una serie de políticas de favorecimiento de las renovables en España, ha conseguido que la participación de éstas en la generación de energía final haya crecido bastante; si bien queda mucho por mejorar ya que el objetivo mínimo obligatorio establecido es del 20% y el objetivo a conseguir para 2020 es que sea cercano al 40%.

El potencial de España en el tema de renovables es muy amplio, superior a la demanda energética nacional y a los recursos energéticos fósiles existentes en el país. El potencial más elevado de todos es el de la energía solar que en términos de potencia eléctrica instalable podría ser de varios TW. En segundo lugar estaría la eólica con un potencial evaluado de 340 GW y por último la hidroeléctrica con 33 GW.

Se estima una reducción de emisiones acumulada de 170 MT CO₂ de gracias a la incorporación de nuevas instalaciones de energías renovables junto con las ya existentes en el periodo 2011-2014.

En España sin embargo se sigue apostando por la tecnología eólica terrestre (onshore) que ya es un sector muy maduro y cercano a la competitividad de precios con la generación eléctrica convencional. Se estima que el precio del mercado eléctrico alcance los 73.2 €/MWh en 2020. [14]

Durante 2014 se introdujo finalmente, en el sistema eléctrico español, el nuevo marco retributivo aprobado por el Real Decreto-Ley 9/2013, en el que se hacen recortes a los ingresos de las instalaciones actualmente en funcionamiento. La reforma elimina las primas o incentivos a la producción, para incentivar la inversión, pero solo en las plantas que el gobierno decida que no han superado el umbral de rentabilidad razonable a lo largo de su vida útil. También asegura el poder del gobierno para modificar las condiciones económicas cada 6 años unilateralmente, introduciendo un grado de inseguridad jurídica importante para los inversores, lo que puede ocasionar desconfianza y la práctica extinción de las inversiones libres de concurso.

Los principales cambios normativos son: la eliminación por completo del sistema de retribución bajo el que se realizaron las inversiones, compensándolo con un complemento a la inversión basado en criterios con carácter retroactivo. También desaparece el régimen especial (regulación que como complemento se aplicaba a las renovables) pasando todas las instalaciones a regirse por la misma normativa. A su vez, las nuevas instalaciones solo tendrán derecho a incentivos o Rinv (retribución a la inversión) si lo ha establecido el gobierno mediante la concesión a través de “subastas”. La rentabilidad razonable de la inversión se fija en el 7.398%, lo que deja fuera a todos los parques eólicos anteriores a 2004 (salvo los de menos de 5MW de 2002), ya que se supone que éstos han superado el umbral de rentabilidad razonable con lo que no cobrarán ningún incentivo. [15]

Con la reforma energética, la industria eólica ha visto un declive importante desde su anuncio en 2012. Se han cerrado fábricas y se ha perdido la mitad del empleo generado por la eólica en España. Las únicas inversiones que se hacen en los parques son para mejorar la producción, para aumentar los ingresos, normalmente a través de la reducción de los costes de mantenimiento mediante un mantenimiento preventivo, en las horas en las que el precio de la electricidad es menor, pero esos momentos coinciden con horas fuera del horario normal de trabajo, lo que incrementa los costes laborales. Lo que sí es cierto, que la competencia entre los diferentes proveedores eólicos es cada vez mayor, lo cual resulta positivo, porque fuerza al sector a evitar el apalancamiento y buscar la renovación y eficiencia de sus instalaciones continuamente.

La forma de operar el mercado ha cambiado, la reforma energética elimina la obligación de la eólica a ofertar a precio cero, equiparándola a las tecnologías convencionales. Bajo el nuevo régimen económico, ofertar a cero significaría en muchos casos operar perdiendo dinero. El nuevo sistema ha dejado 6323 MW (de los 300 parques anteriores a 2004) sin incentivos, por lo que los ingresos han de proceder exclusivamente de la venta en el mercado eléctrico. El resto de parques, hasta 2006, cobran por debajo de los costes marginales de generación (en torno a 20€/MWh según AEE), esto quiere decir que el 51% de la producción eólica en España (11895 MW) no cubre sus costes de generación, por lo que ha de hacer ofertas por encima de estos costes. Todo esto lleva a un incremento del precio de la electricidad que pagan los consumidores. [15]

El aumento de la potencia eólica en España según la nueva regulación puede hacerse por dos vías:

1. Instalar parques que perciban exclusivamente el precio de mercado eléctrico (lo cual reduciría su rentabilidad y no contribuiría a bajar el precio de la electricidad sino a subirlo).
2. Participar en una subasta convocada para determinados supuestos previstos por la ley, como reducir la dependencia, el coste energético y cumplir los objetivos Europeos. Ésta opción si conlleva incentivos.

Fuera de estas opciones queda el sistema canario, que se comenta en el Anexo II; sin embargo el proyecto se centra exclusivamente en el sistema eléctrico peninsular.

Al final, las nuevas inversiones quedan todas en mano de lo que decidan los gobernantes, anulando la posibilidad de inversión libre por parte de empresas o emprendedores, manteniendo así un control férreo sobre el sistema de generación español; todo ello para intentar evitar que los sistemas de generación convencionales se vean desprotegidos ante una penetración masiva de las renovables, cosa que pasó con la regulación anterior, lo que hacía peligrar la rentabilidad de las centrales de combustibles fósiles instaladas; ya que ofertando la electricidad a un precio más bajo (coste cero en el caso de hidráulica y eólica que además son las más rentables y eficientes como se vio anteriormente en la Gráfica 1), conseguirían siempre vender su electricidad antes que las centrales convencionales y por tanto mermando su negocio.

Hay que tener en cuenta que la eólica (según AEE) reduce el precio del mercado eléctrico entre 10 y 15 €/MWh y aporta 3000 M€ al PIB anualmente, lo que supone un 0,3%. Se recaudan 150 M€ como impuestos; por cada euro invertido se recaudan 33,4 cent€ y la inversión en I+D+i es de 88.5 millones, un 6% del destinado a este área. A su vez, evita importaciones de combustibles fósiles por valor de 2000 M€/año, por cada euro en primas a la generación eólica se ahorran 1.3 en importaciones de combustibles fósiles. Según cálculos de AEE, cada hogar se ahorra 2.5 €/mes gracias a la eólica. [15]

6. Las renovables en 2014 en datos

La demanda anual se situó en 2014 en 243.530 GWh, que representa un 1,2% inferior al año 2013 y se debe fundamentalmente al efecto de las temperaturas y a la crisis económica.

La potencia instalada eólica aumento en España en tan solo 27,48 MW durante 2014, el menor crecimiento en 20 años. La potencia eólica según la Agencia Española de Empresarios Eólicos (AEE), la potencia eólica en España a 31 de Diciembre de 2014 es de 22986.5 MW; esta cifra, en algunos apartados de cálculos del proyecto, se ha redondeado normalmente a 23000 MW.

A pesar de todo, la eólica fue la segunda tecnología que más energía generó a lo largo del año, detrás de la nuclear (en 2013 fue la primera).

	Sistema peninsular (MW)	Sistemas extrapeninsulares (MW)	Total nacional (MW)	% sobre el total	% 2014/2013 Sistema peninsular	% 2014/2013 Sistemas extra-peninsulares	% 2014/2013 Total nacional
Hidráulica	17.765	1	17.766	16,41%	0,0%	0,0%	0,0%
Nuclear	7.866	-	7.866	7,27%	0,2%	-	0,2%
Carbón (1)	11.131	510	11.641	10,76%	-1,0%	0,0%	-1,0%
Fuel/gas	520	2.979	3.498	3,23%	0,0%	2,4%	2,0%
Ciclo Combinado	25.353	1.854	27.206	25,14%	0,1%	0,0%	0,0%
Total RÉGIMEN ORDINARIO	62.635	5.344	67.977	62,81%	-0,1%	1,3%	-0,0%
Hidráulica RE	2.057	0,5	2.058	1,90%	0,7%	0,0%	0,7%
Eólica	22.806	180,29	22.986	21,24%	0,12%	2,9%	0,14%
Solar fotovoltaica	4.438	244	4.681	4,32%	3,3%	1,7%	3,2%
Solar termoelectrica	2.300	-	2.300	2,13%	15,0%	-	15,0%
Térmica renovable	979	5	984	0,91%	2,7%	66,7%	2,9%
Térmica no renovable	7.127	121	7.248	6,70%	-1,6%	0,0%	-1,5%
Total RÉGIMEN ESPECIAL	39.707	551	40.258	37,19%	1,0%	2,0%	1,0%
TOTAL GENERAL	102.342	5.895	108.235	100%	0,3%	1,4%	0,4%

(1) A partir del 1 de enero de 2011 incluye GICC (Elcogas)

Fuente: REE y AEE

Tabla 1: Potencia instalada en España por tecnologías a 31/12/2014. Fuente: REE y AEE.

Comunidad Autónoma	Potencia en 2014	Porcentaje sobre el total instalado en 2013	Acumulado a 31/12/2014	% sobre total	Tasa de variación 2014/2013 (%)	Nº de parques (*)
Castilla y León	0	0,00%	5.560,00	24,19%	0,00%	241
Castilla-La Mancha	0		3.806,54	16,56%	0,00%	139
Andalucía	0	0,00%	3.337,73	14,52%	0,00%	153
Galicia	14,18	51,60%	3.328,30	14,48%	0,43%	161
Aragón	0	0,00%	1.893,31	8,24%	0,00%	87
Cataluña	1,8	6,55%	1.268,85	5,52%	0,14%	47
Comunidad Valenciana	0	0,00%	1.188,99	5,17%	0,00%	38
Navarra	0	0,00%	1003,92	4,37%	0,00%	49
Asturias	0	0,00%	518,45	2,26%	0,00%	21
La Rioja	0	0,00%	446,62	1,94%	0,00%	14
Murcia	0		261,955	1,14%	0,00%	14
Canarias	11,5	41,85%	176,61	0,77%	6,97%	56
Pais Vasco	0	0,00%	153,25	0,67%	0,00%	7
Cantabria	0	0,00%	38,3	0,17%	0,00%	4
Baleares	0	0,00%	3,676	0,02%	0,00%	46
TOTAL	27,48		22.986,51		0,12%	1.077

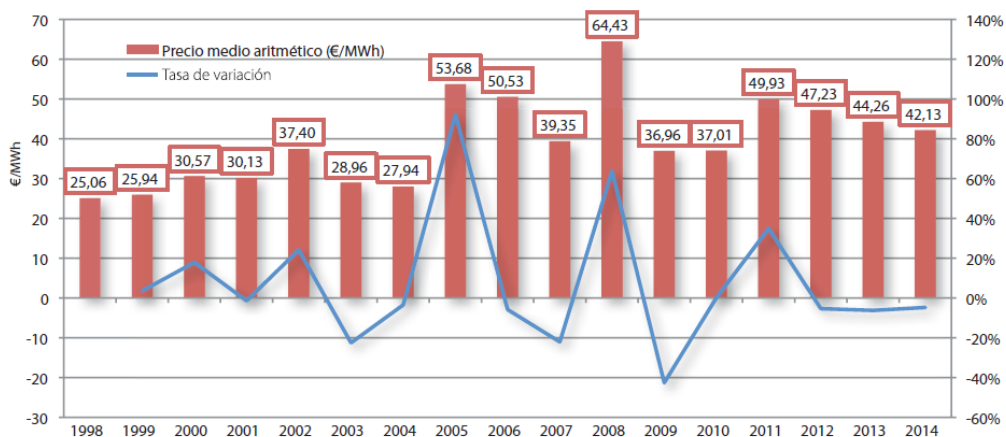
Fuente: AEE

* Incluye ampliaciones y parques experimentales

Tabla 2: Potencia eólica instalada por comunidades autónomas en 2014. Fuente AEE.

De los más de 20260 molinos presentes en España, Iberdrola, Acciona y EDPR acumulan el 51% de los instalados y operativos en España; con molinos principalmente de fabricantes como Gamesa o Vestas, que entre ambos suman un 70% de los molinos implantados en nuestro país, con una potencia instalada de aproximadamente 16098 MW (Siemens tiene un 3.36%, con una potencia acumulada de 772,3 MW). España es el tercer país de Europa y el quinto a nivel mundial en cuanto a fabricación de aerogeneradores. [15]

La producción eólica durante 2014 fue de 51.138 GWh, un 6,5% inferior al año 2013, con una cobertura del 20,4%. También hay que tener en cuenta que la demanda de energía eléctrica descendió un 2,5% en el año. La contribución de las renovables al sistema eléctrico, ascendió al 42,7% de la energía generada, con un repunte de la hidráulica que cubrió un 13,8% del total.

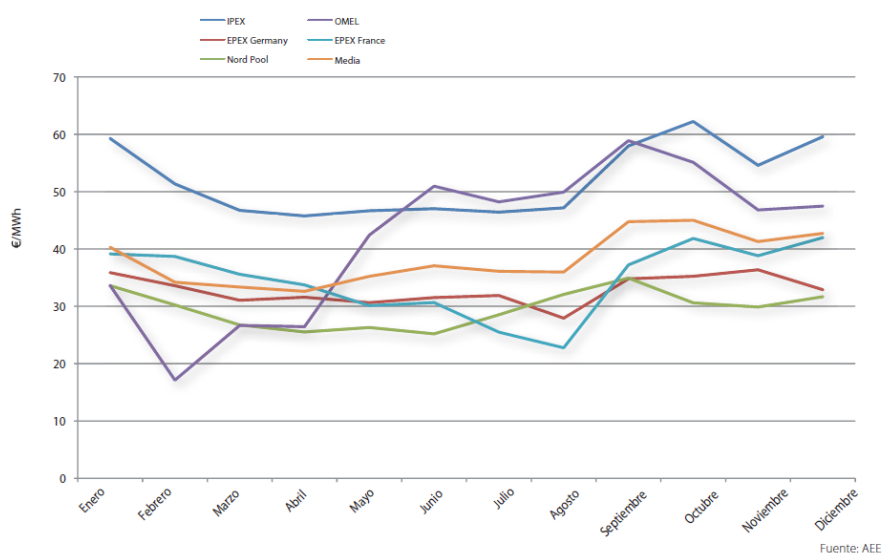


Fuente: OMIE y elaboración AEE

Gráfica 4: Evolución anual del precio medio aritmético del mercado diario y su tasa de variación. Fuente: OMIE y AEE

El año cerró con un precio medio aritmético del mercado diario de 42,13 €/MWh, 4,81% inferior a 2013. Sin la eólica se habría pagado 18,96€ más caro, situándose en 61,09€. Durante 177 horas de 2014, el mercado diario alcanzó el precio de 0 €/MWh. Durante la primera mitad del año, la alta producción eólica mantuvo los precios más bajos, pero durante la segunda mitad del año, la mayor dependencia del carbón por el descenso de eólica, hizo que los precios subieran hasta 51,02 €/MWh de media. [15]

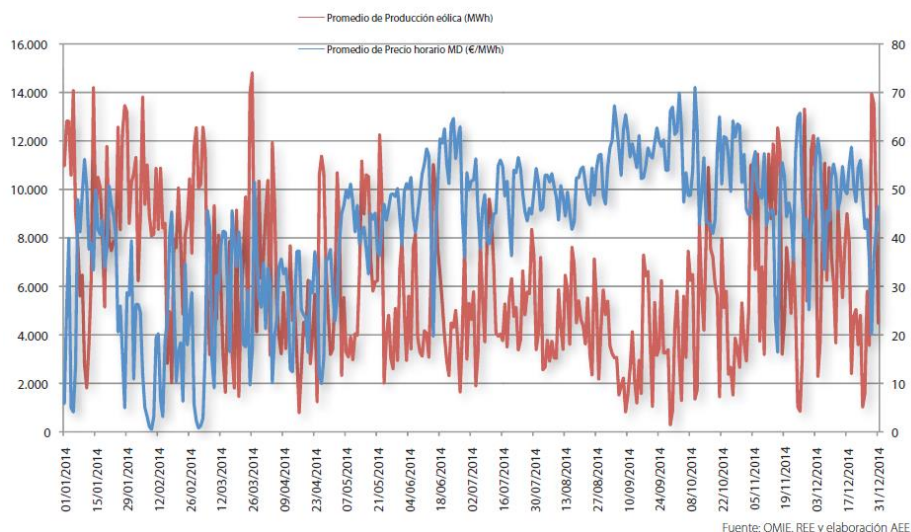
Según AEE, los costes marginales de generación fueron de 20 €/MWh para 2014, según IEA, los costes operativos y de mantenimiento son de 36,8 €/MWh [33]; según IDAE los costes totales (no solo marginales) serían de 90 €/MWh. Según cálculos de Siemens, los precios totales (LCOE) serían actualmente de 81 €/MWh (solo para onshore, la offshore se dispararían los precios) y los costes LCOE considerando el factor social (SCOE), serían de 60 €/MWh.



Gráfica 5: Comparativa de los precios medios mensuales de los principales mercados internacionales en 2014.

Fuente: AEE

Se ve claramente en la Gráfica 5, como salvo cuando producen mucho la hidráulica y eólica, los precios medios del mercado español son bastante superiores a la media del resto de mercados, salvo el italiano, que tiene los precios más altos entre los principales operadores europeos.



Gráfica 6: Evolución de la generación eólica media frente al precio medio diario. Fuente: AEE, OMIE y REE

Es interesante ver como a lo largo del año, cuando la eólica sube, normalmente bajan los precios y viceversa, como muestra la Gráfica 6. Tampoco hay que achacar la variación de los precios exclusivamente al viento; la eólica no es la única variable que hace bajar y subir los precios, muchos otros factores les afectan; este es un interesante tema estudiado y comentado más adelante en este proyecto.

Los intercambios de energía con otros países se han reducido, lo que ha dejado el saldo exportador de 2014 un 49,4% inferior a 2013, situándose en el nivel más bajo desde 2007 con 3406 GWh exportados.

Transacciones (mercado + contratos bilaterales físicos)	-3.348
Francia (1)	3.579
Portugal	-857
Andorra	-235
Marruecos	-5.835
Acciones coordinadas de balance Francia - España	-1
Acciones coordinadas de balance Portugal - España	0
Intercambios de apoyo	0
Servicios transfronterizos de balance (2)	-57
Total	-3.406

(1) Incluye intercambios con otros países europeos. (2) Desde junio de 2014 están operativos los servicios transfronterizos de balance en la región Suroeste de Europa (SWE), que utilizan la capacidad de intercambio vacante entre sistemas tras el ajuste de los programas de intercambio en el horizonte intradiario.
Saldo importador (positivo), saldo exportador (negativo).

Tabla 3: Balance de los intercambios internacionales (GWh). Fuente: REE

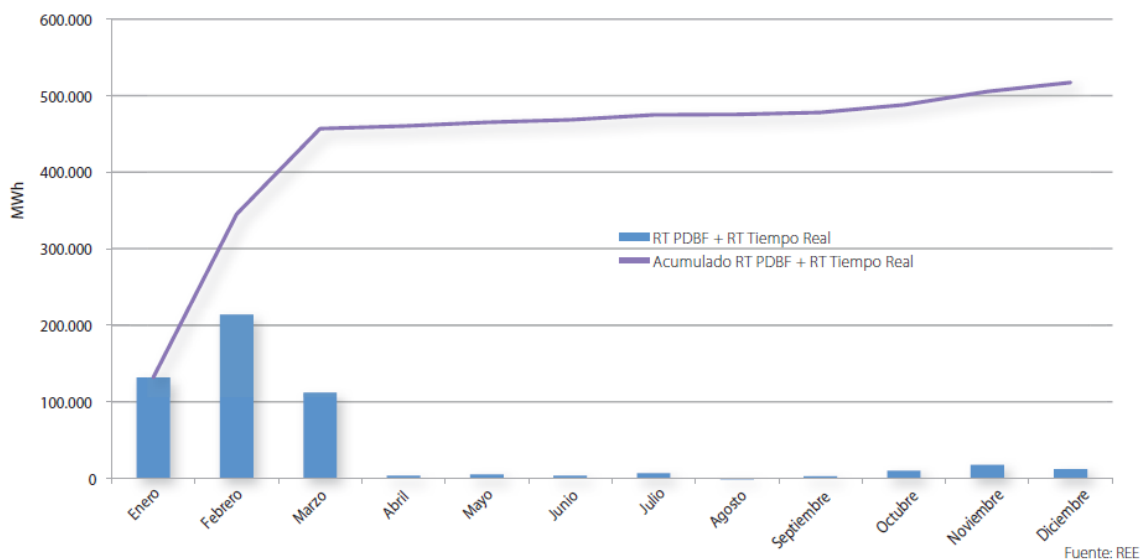
Las conexiones internacionales se han reforzado con la interconexión con Francia con una nueva línea HVDC gestionada por INELFE (Interconexión eléctrica Francia-España), que duplica la capacidad de intercambio entre ambos países de 1400 a 2800 MW, aumentando la estabilidad del suministro, ayudando a la integración de las renovables en la red eléctrica europea. Una ampliación de la información sobre conexiones internacionales y eólica a nivel mundial puede encontrarse en el Anexo IV.

7. Falta de aprovechamiento de la generación eólica y pérdidas de red

7.1 Estimaciones oficiales

Según un informe del proyecto StoRE de 2014, se estimó que menos del 2% de la energía eólica producida durante 2014 se tendrá que desechar por limitaciones de almacenamiento y transmisión u otro tipo de necesidades de ajuste. [16]

Hay informes que dan valores inferiores y más cercanos a nuestras previsiones, como los que se explican a continuación.



Gráfica 7: Limitaciones técnicas a la producción de eólica durante 2014. Fuente REE

Las limitaciones a la producción por restricciones técnicas, según el informe anual de AEE [15], las pérdidas durante 2014 alcanzaron 517 GWh, un 1,023% de la generación total eólica; Valor dentro de lo esperado año a año aproximadamente y que ya se preveía en el informe energético 2020 del gobierno [14], que se corresponde con valores de informes anteriores.

Como causa puede verse en la Gráfica 7, donde se muestran las limitaciones a la producción eólica mes a mes y se ve claramente como durante el primer trimestre de 2014 sopló mucho el viento y no se pudo aprovechar toda la eólica, con lo que el 87% de dichas pérdidas se concentran en dicho periodo.

Los índices de disponibilidad de la red de transporte en el año 2014 fueron del 98,21% y el tiempo de interrupción medio de esta fue de 0,44 minutos; muy por debajo del tiempo de referencia de 15 minutos que establece el Real Decreto 1955/2000 de 1 de Diciembre. [17]

	ENS (MWh)			TIM (minutos)		
	Península	Islas Baleares	Islas Canarias	Península	Islas Baleares	Islas Canarias
2010	1.571	9	4.090	3,17	0,77	241,68
2011	280	39	17	0,58	3,54	1,02
2012	133	7	10	0,28	0,68	0,61
2013	1.156	81	3	2,47	7,50	0,18
2014 (1)	204	13	64	0,44	1,21	3,94

ENS: Energía no suministrada. TIM: Tiempo de interrupción medio.
 Tiempo de interrupción medio (TIM) = Energía no suministrada (ENS) / Potencia media del sistema.
 Los indicadores de continuidad de suministro presentados no incluyen la potencial influencia de incidentes que se encuentran pendientes de clasificación por estar sujetos a expediente administrativo en curso.
 (1) Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

Tabla 4: Calidad de la red de transporte en España. Fuente: REE

Según el informe de REE, 281 MWh no pudieron transportarse por indisponibilidad de la red; este valor multiplicado por el factor de cobertura de la eólica (0,21) da 59 MWh de pérdidas eólicas por esta causa, un valor insignificante comparado con la producción anual eólica. [17]

7.2 Estimación del proyecto para 2014

Según las estimaciones hechas en este proyecto, el valor de las pérdidas eólicas en 2014 fue del 1,11%. Este valor se ha calculado de forma cuatrimestral pues se ha demostrado que se ajusta mejor a las pérdidas.

Para llegar a este valor se han seguido una serie de pasos que se detallan a continuación:

Primero se calcula la correlación lineal entre la producción eólica y la demanda total cada cuatro meses, cuyos resultados se indican en la tabla siguiente:

	1Q	2Q	3Q	Media
Ordenada en origen	1334,7	4724,34	4461,65	3506,89
Pendiente	0,2181	0,0006	0,0296	0,0827
R2	0,083	0	0,0016	0,0282
Error típico	3531	2527	3338	3132

Tabla 5: Correlación entre la potencia eólica y la demanda total 2014 de forma cuatrimestral

A continuación los valores calculados de pendiente y R^2 , hay que multiplicarlos entre si y por la media anual horaria de demanda de energía, 27.827 MWh, para obtener las pérdidas hora a hora eólicas.

$$0,0827 * 0,0282 * 27827 \text{ MWh} = 65 \text{ MWh}$$

Para calcular las pérdidas anuales, hay que multiplicar este valor por las horas del año.

$$65 * 24 * 365 = 569 \text{ GWh}$$

Cifra que se aproxima bastante a los 517 GWh calculados en los informes oficiales.

Para calcular el porcentaje, solo tenemos que dividir esta cifra entre la media anual de producción de energía eólica:

$$\frac{569}{51138} \text{ GWh} = 1,11\%$$

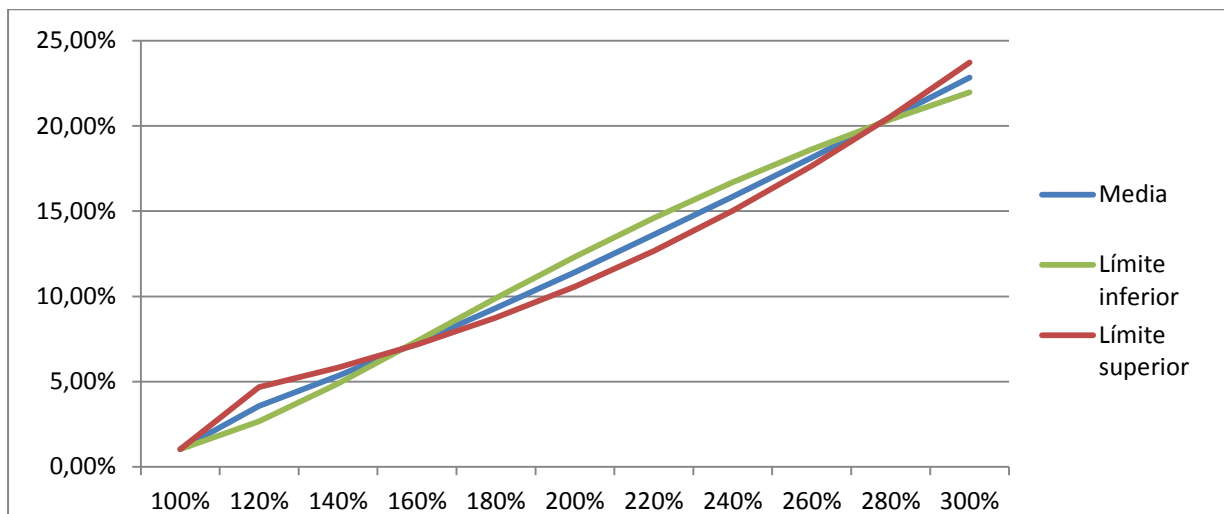
Como se ve, el valor coincide muy aproximadamente con los datos oficiales (1,023%).

7.3 Estimación de las pérdidas en caso de aumento de la planta de generación eólica

Teniendo en cuenta el 1,023% de pérdidas visto en el apartado 7.1, se han considerado varios escenarios para el caso de aumento de la planta de generación eólica.

Incremento	100%	120%	140%	160%	180%	200%	220%	240%	260%	280%	300%
Pérdidas	1,023%	3,56%	5,34%	7,27%	9,31%	11,43%	13,61%	15,85%	18,14%	20,47%	22,85%
Sigma	2,318	1,804	1,613	1,456	1,322	1,204	1,098	1,001	0,910	0,825	0,744

Tabla 6: Estimación de pérdidas en caso de incremento de generación eólica



Gráfica 8: Representación de las pérdidas estimadas según aumento de planta.

Interesa observar en la Gráfica 8 el crecimiento acusado de las pérdidas a medida que aumenta la planta. Cómo se han calculado estos valores se explica en el Anexo V.

8. Estudio de la relación entre la eólica y los precios de la electricidad

8.1 Antecedentes y estudios similares en otros países

La energía eólica está jugando un rol cada vez más importante en los sistemas eléctricos del mundo con países como Gran Bretaña o China, planeando masivas cantidades de inversiones durante las próximas décadas tanto en offshore como en onshore. La naturaleza especial de la eólica (bajos de explotación y un perfil energético variable e intermitente) implica que la instalación de grandes cantidades de eólica tiene el potencial de distorsionar el funcionamiento del sistema eléctrico como conjunto. Su efecto en un mercado desregularizado como el de la electricidad, es un área importante de estudio y cada vez se publica más literatura analizándolo. La mayor parte de los estudios han usado modelos de simulación para analizar el efecto de los precios medios. Aquí se exponen algunos de ellos de forma resumida y de forma más detallada en el anexo I.

En Holanda se llevó a cabo un estudio entre 2006 y 2009 que consideró que para su producción de eólica, que suponía un 4% respecto del total de energía producida en el país, los precios de la electricidad bajaban un 5%. También determinaron que a medida que aumentaba la potencia eólica instalada, disminuía la cantidad de rebaja que ésta suponía por MW. [19]

Un estudio realizado por Tradewind menciona que en 2005 en Dinamarca la reducción de precios en el mercado diario era de un 14% en Dinamarca occidental y un 5% en Dinamarca oriental.

Obersteiner y Redl, determinaron que en el servicio de intercambio energético Alemán EEX, se redujo el precio de 50.9 a 45.1€/MWh. [1]

En Estados Unidos un estudio de 2011 para el estado de Texas, arrojó que si bien el incremento de la eólica influía en la reducción del precio de la electricidad, también aumentaba la varianza de los precios; pudiendo dar lugar a precios mucho más elevados de energía eléctrica, en momentos puntuales de ausencia de viento, de lo que hubiera habido sin ese aumento de potencia eólica.

Este estudio corroboró los datos dados por otro estudio anterior (2010) que estimaba que por cada 100 MWh de incremento de energía eólica, había una reducción de la factura eléctrica de entre 0.39 y 1.37 \$/MWh dependiendo de la zona de Texas en la que se viviese (relacionado con la cantidad de eólica instalada en la zona) [20]. Teniendo en cuenta todos los aspectos implicados en la eólica y demás factores considerados (como la predicción de vientos los días previos para la venta en el mercado diario de dicha energía), concluyeron que la reducción en el precio podría ser incluso mayor, llegando a 1.4 - 4.4 \$/MWh por cada 100 MWh de aumento de eólica.

Este mismo estudio llegó a la conclusión de que por cada 100 MWh de descenso en la generación de energía nuclear los precios aumentarían entre 0.5 y 0.7 \$/MWh. Y que por cada dólar de incremento de precio del MMBTU (Million British Thermal Unit; 3412 BTUs = 1kWh, 1MMBTU ≈ 293 kWh) de gas, aumentaba los precios de 1 a 2 \$ por MWh. [21]

En Irlanda un estudio de la relación entre la generación de eólica y el mercado desregularizado irlandés concluyó que un aumento de 100 MWh en eólica disminuiría los precios marginales del mercado entre 0.4€/MWh. También advierte de la reducción de beneficios en el caso de un aumento muy grande de las renovables y la bajada de precios, ahuyentaría futuras inversiones debido a una reducción de beneficios. [22]

En Dinamarca, otro estudio determinó que la eólica era estadística y económicamente significativa en los precios del mercado eléctrico nórdico. Según este estudio la producción de eólica tiene el efecto de producir repuntes de precios durante los momentos pico de consumo en vez de ser una rebaja constante en los momentos donde el consumo se mantiene más o menos estable; este precio mayor se explica, porque es en esos momentos de pico cuando más se encarece la electricidad; debido a la necesidad de conectar plantas de generación poco eficientes pero rápidas que actúan en éstas situaciones y de las cuales depende su rentabilidad.

Por todo esto según el estudio, la eólica baja la variabilidad de la distribución de rentas entre las diferentes tecnologías de generación, lo que acaba penalizando las plantas usadas para esos momentos de pico (como las de turbina de gas) que son utilizadas durante unas horas al día y cuyos beneficios dependen de un precio de la electricidad alta para ser rentables.

La eólica por lo tanto reduciría la volatilidad de los precios en el mercado diario de la electricidad y reduciría los incentivos en éste tipo de plantas de “soporte”, cuando éstas son necesarias siempre que hay una gran cantidad de generación “intermitente” o de generación variable como la eólica (y otras renovables) en el sistema. [23]

En España un estudio realizado en 2006 declaró que sin viento, los precios habrían sido 6 €/MWh más altos, equivalente a un 5% por cada 1000 MW eólicos presentes durante esa época (11595 MW). Se ahorraron 1470 M€, según este estudio, 390 M€ más que lo invertido en incentivos y preferentes. [27]

8.2 Estudio propio de la relación entre eólica y precios para el caso de 2014

La generación total mediante todas las fuentes durante 2014 fue de 243.644 GWh, de esta cantidad, 51.205 GWh fueron de eólica, correspondiente al 21,02% de la cobertura de la demanda.

El precio medio diario de la electricidad fue de 42,14 €/MWh y el ponderado de 43,25 €/MWh.

La sumatoria del producto de la producción eólica por el precio de la electricidad hora a hora, da:

$$\sum (\text{Producción eólica horaria} * \text{Precio diario de la electricidad por hora}) = 1.831,62 \text{ M€}$$

Ahora dividiendo el total diario calculado entre la cantidad de GWh eólicos producidos da:

$$\frac{1.831,62 \text{ M€}}{51.205 \text{ GWh}} = 35,77 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

Este precio, 35,77 €/MWh será el precio medio diario ponderado al que vendió la eólica durante 2014.

Por el mismo procedimiento se calcularía el precio medio diario ponderado del total, 43,35 €/MWh, con solo sustituir la producción eólica con la producción total.

Si toda la energía se hubiera pagado al precio de la eólica, se habría pagado por ella:

$$35,77 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} * 243.644 \text{ GWh} = 8.715,15 \text{ M€}$$

Ahora, considerando lo que se ha pagado en realidad, se calcula diferencia:

$$\frac{8.715,15 \text{ M€} - 10.539,1 \text{ M€}}{1 - 0,2102} = -2.309,27 \text{ M€}$$

La diferencia por MW eólico en precio diario sería entonces de:

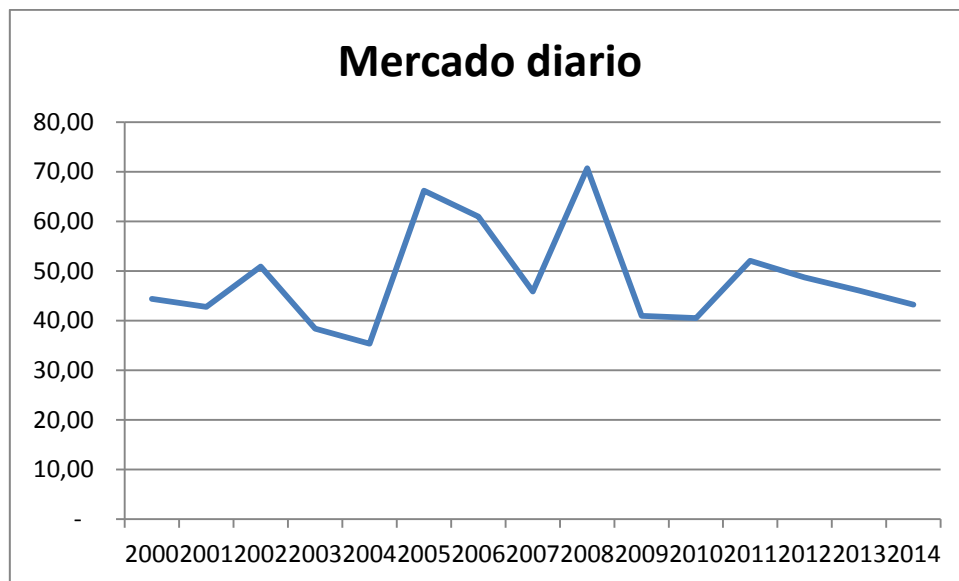
$$-\frac{2.309,27 \text{ M€}}{243644 \text{ GWh}} = -9,48 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

Esto es el precio medio al que vendió la eólica su generación durante 2014, lo que significa una rebaja de 9.48 €/MWh respecto a la media ponderada del resto de tecnologías de generación (45,25 €/MWh).

Considerando que hay una subvención de 1253 M€ a la eólica, repartidos entre el total de producción para sacar, la subvención por MWh de eólica entonces se calcula:

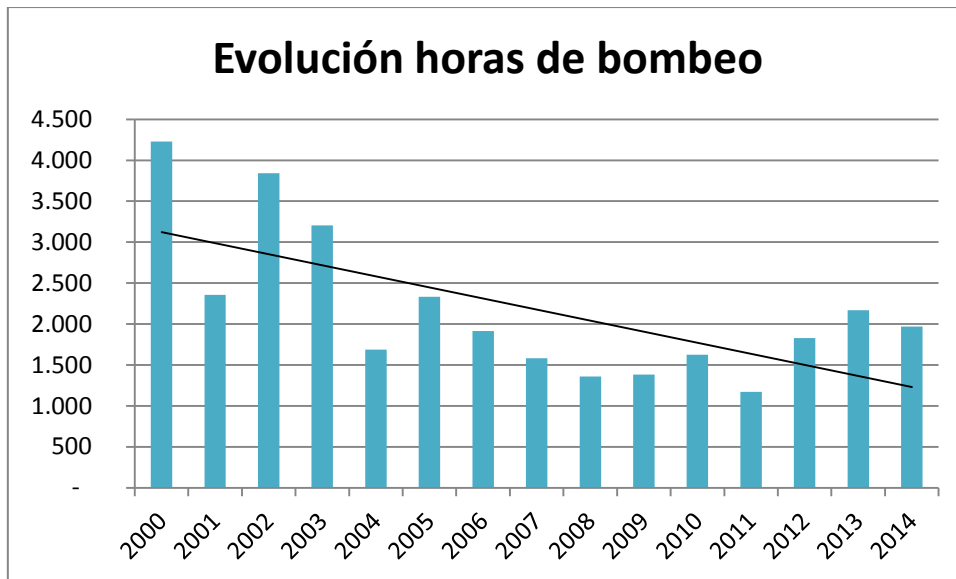
$$\frac{1253 \text{ M€}}{51.205 \text{ GWh}} = 24,47 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

La subvención media, sería de 24,47 €/MWh, considerando la diferencia con 9,48 €/MWh; resultaría un aumento de precios de la energía eólica en 15 €/MWh en vez de en una reducción de los mismos.



Gráfica 9: Evolución del mercado diario a precios constantes de 2014. Elaboración propia. Fuente: REE e INE.

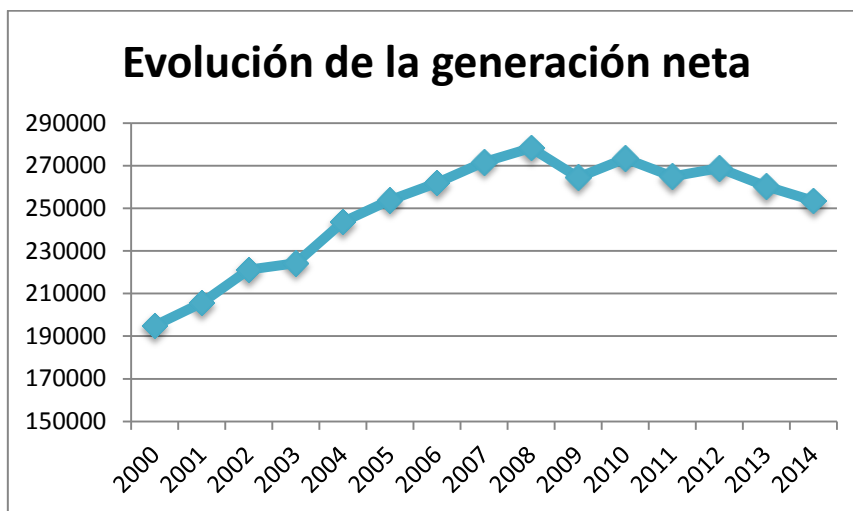
En base a las cifras de la evolución de los precios medios diarios en el periodo 2000-2014, podemos concluir que la eólica no parece tener un efecto significativo en los precios. La tabla de la que se han sacado estos datos se puede encontrar en el Anexo XI.



Gráfica 10: Evolución horas de bombeo periodo 2000-2014. Elaboración propia. Fuente: REE

Las horas de ocupación en bombeo, como puede observarse en la Gráfica 10, tienen tendencia decreciente. Las energías renovables, que no tienen buena adaptación a la demanda, necesitarían de un aumento de almacenaje en el caso de un incremento de penetración de las mismas

En la situación actual no hace falta más almacenamiento energético [8], pero es prioritario mantener la capacidad de bombeo de la que se dispone si se desean aprovechar bien los recursos, adaptarse a la demanda y no desperdiciar generación renovable.



Gráfica 11: Evolución de la generación, periodo 2000-2014. Elaboración propia. Fuente: REE

En la Gráfica 11 se observa como la demanda/generación ha caído a niveles de 2005 por efecto de la crisis. En un contexto como este, la inversión en renovables es fácil de rentabilizar. Mientras la demanda no crezca y/o bajen los precios de las inversiones en eólica, no parece posible ampliar la planta renovable y además existe el problema del sobrepotenciamiento existente.

8.2.1 Supuesto de cobertura del 100% de la demanda mediante generación renovable para valores de 2014

En este supuesto se considera que el 100% de la cobertura del sistema se realiza mediante generación renovable (una combinación de eólica y solar o eólica sola). Se trata de cálculos aproximados y realizados únicamente para dar una idea de las necesidades de almacenamiento necesarias en el caso de que este sistema existiese.

Si el **100% fuera producción eólica**, para llegar ese nivel de cobertura, habría que instalar otros 85800 MW más además de los ya existentes, llegando a 108600 MW eólicos en total.

Las necesidades de almacenamiento serían de 29.700 GWh con 38.000 MW extra de turbinación, o los necesarios para cubrir prácticamente el 100% de la demanda en ausencia de viento.

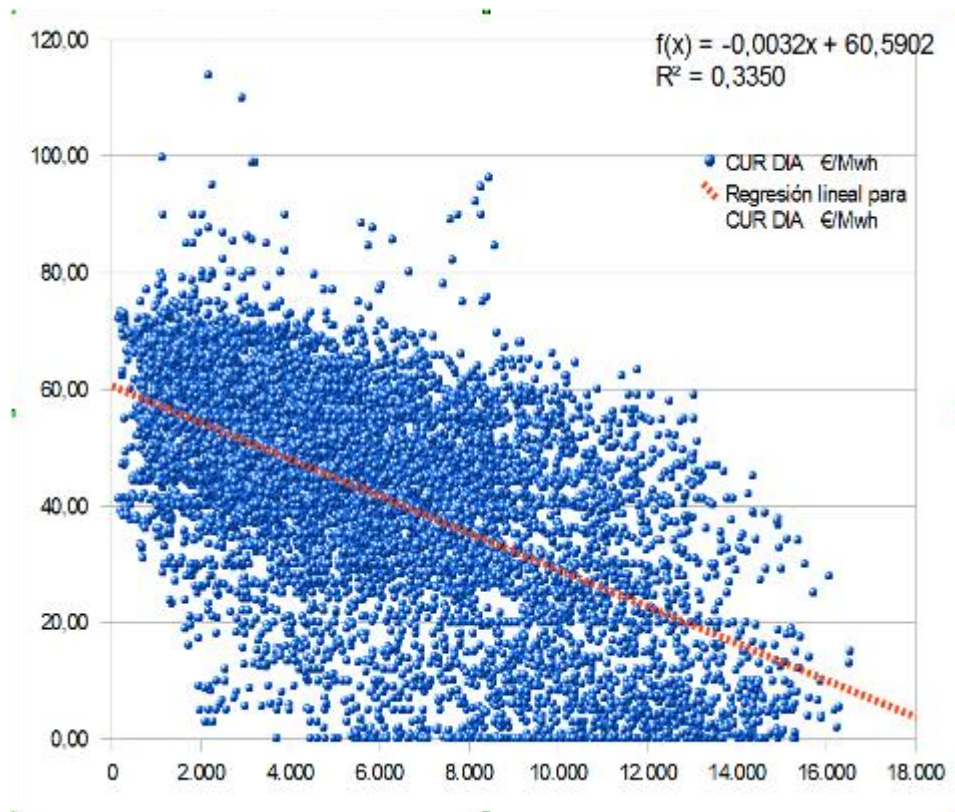
Si se instalaran molinos para que estos produjeran el 120% de la demanda, habría que tener una planta eólica con 130.400 MW, pero en este caso, las necesidades de almacenamiento se reducirían a 13.200 GWh, mientras que las necesidades de potencia en turbinación seguirían siendo similares (38.000 MW).

Si el 100% fuera producido en la proporción actual de eólica y solar, instalando los 83.300 MW, hasta alcanzar la cantidad necesaria de 112900 MW totales. En este supuesto, las necesidades de almacenamiento descenderían a unos 7.800 GWh, con una turbinación similar a los casos anteriores.

Un breve resumen de los cálculos realizados se encuentra en el Anexo XI.

9. Resultados del estudio del efecto de un aumento de la producción eólica en España

9.1 Estudio base – Ajuste por correlación simple



Gráfica 12: Gráfica del ajuste lineal entre la generación eólica (MWh) y el precio diario (€/MWh) de 2014

Como puede observarse en la Gráfica 12, el coeficiente de correlación R^2 , que explica cuanto de la variable dependiente (precios) se debe a la variable independiente (energía eólica), es muy baja, lo que significa que hay muy poca relación entre ambas y es poco fiable predecir una en base a la otra.

El error típico es de 15,3 €, lo cual es otro índice de la fiabilidad del valor obtenido por una correlación lineal como el de la Gráfica 12, $f(x) = -0,0032 * x + 60,5952 \pm 15,3 * \sigma$

Como ejemplo, usando el valor medio de la producción eólica (5.845 MW), el valor de $f(x)$ será:

$$f(x) = -0,0032 * 5845 + 60,5952 \pm 15,3 * \sigma = 42,14 \pm 15,3 * \sigma (\text{€})$$

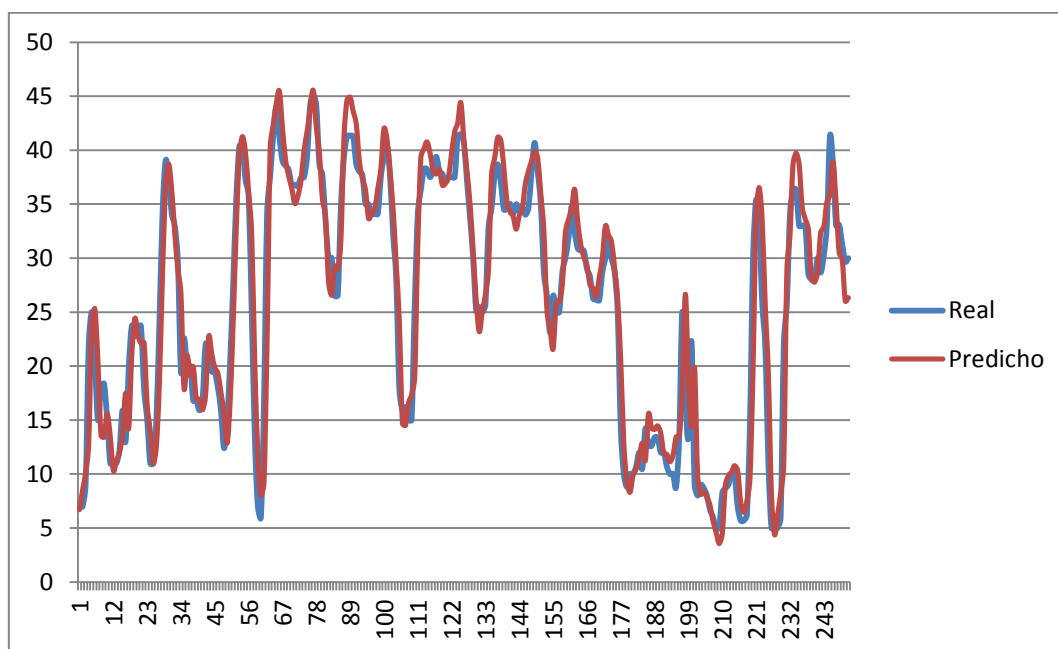
Tipificando con $\sigma = 3$, se obtiene un 99,5% de probabilidad de que el precio por hora para esta producción, se encuentre entre 0 y 88 €, lo que da una idea de la magnitud del error en el cálculo de precios en función de la producción eólica.

9.2 Red neuronal con Matlab

En vista de la imprecisión de los resultados anteriores, la segunda parte del estudio se realiza mediante el uso de redes neuronales desarrolladas con el programa Matlab. La elección, modelización, entrenamiento y diferentes aspectos técnicos de la red, así como medidas tomadas para su ajuste y correcto funcionamiento se encuentra extensamente comentado en el Anexo VIII. En los siguientes apartados solamente se comentaran los resultados obtenidos por dicha red neuronal en el caso de entrenamiento y en los supuestos.

9.2.1 Estimación de los precios 2014 o comprobación de la red

La red neuronal una vez creada y entrenada se ha usado para predecir los valores de los precios de la electricidad para 2014. Con los input (temporales y de generación) explicados en el Anexo VIII la red da unos resultados bastante ajustados a los precios reales.



Gráfica 13: Representación de un conjunto significativo de datos predichos frente a datos reales de precios SPOT o medios diarios (€/MWh) para 2014 por la red neuronal.

La media de precios reales de 2014 fue de 42,13 €/MWh; el resultado de la red da una media de precios de 42,11 €/MWh, lo que supone una desviación media poco significativa de los precios predichos con los reales; con una desviación estándar $\sigma = 3,6$ y un error medio cuadrático EMC= 3,50.

Visto el buen resultado de la red para 2014, se contemplan los escenarios explicados en los siguientes apartados.

9.2.2 Supuestos de variación de energía eólica en el sistema

Una vez comprobado el funcionamiento de la red para el caso de entrenamiento y estudio, se procede a realizar una serie de supuestos, que sirven para determinar si la red predice correctamente variaciones en las variables de entrada y otros supuestos para periodos temporales diferentes al original. Esto es importante pues el caso de los precios es un caso especial, dado que en ellos influyen muchas variables (varias de ellas no mesurables o al menos no de una forma simple), por lo que es difícil poder predecir precios con pocas variables de entrada.

9.2.2.1 Aumento neto de la energía eólica del 10 y el 20%

Se comentan ambos casos conjuntamente pues los resultados han arrojado un comportamiento bastante similar en ambos.

En este supuesto, se contempla el caso en el que se incrementa la energía neta que entrega la eólica hora a hora, durante todas las horas de 2014. Para ello se multiplican los valores de generación eólica (MWh) de 2014 por un factor de 1.1 o 1.2 según sea el caso.

Para el caso del 10% de incremento, el precio medio del MWh se reduciría en 14,5 c€.

Para el caso del 20%, el precio medio del MWh se vería reducido en 26,5 c€.

El error medio cuadrático en ambos casos resulta ser de 3,60 y un coeficiente R^2 de 0,36.

Justificación de los resultados

Como se vio en el apartado 9.1, en una correlación lineal entre la energía eólica y los precios medios diarios hora a hora, se obtiene para el caso del 10% de incremento, el precio del MWh se reduciría en 1,84 €. Para el caso del 20%, el precio del MWh se vería reducido en 3,69 €; con un EMC de 15,3; y un coeficiente R^2 de 0,3350.

Se puede considerar que el ajuste de Matlab es mucho mejor que el de regresión lineal simple y comparable con una regresión múltiple con una buena elección de variables. Lo que se demuestra por el hecho de que el error típico desciende de 15,3 a 3,6.

Por lo que puede considerarse que los precios dados por la red neuronal son mucho más ajustados a la realidad que los del apartado 9.1; multiplicando los valores del ajuste lineal por la relación entre errores típico se obtienen unos valores para la regresión lineal más ajustados a la realidad:

$$\frac{3,6}{15,3} * 1,84 = 43,3 \text{ c€}$$

$$\frac{3,6}{15,3} * 3,69 = 86,8 \text{ c€}$$

Multiplicando estos valores a su vez por R^2 , se obtiene:

$$43,3 * 0,335 = 14,5 \text{ c€}$$

$$86,8 * 0,335 = 29,1 \text{ c€}$$

Estos valores son muy similares a los ofrecidos por la red neuronal (14,5 c€ para 10% y 26,5 c€ para 20%). Se puede por tanto considerar que los valores ofrecidos por Matlab son solo la parte cuya significación es del 100%, es decir, como conclusión se considera que solo ofrece como variación de precio aquello que es estadísticamente fiable al 100%.

9.2.2.2 Aumento estimado de potencia eólica de posible implantación en España.

En este supuesto se analiza la cantidad total de eólica que se podría implantar de forma óptima con la tecnología disponible a 2014 y sin entrar a aprovechar zonas con velocidades de viento inferiores a los 7.5 m/s. El estudio de cómo se han sacado los valores de este apartado de potencia eólica a instalar se pueden ver en el Anexo IX.

Según los cálculos anteriormente citados, la eólica estimada que se podría implantar en España sería de unos 12.000 MW onshore y 8500 offshore, siempre que las condiciones económicas y sociales lo aconsejen. Hechas las consideraciones para aproximar la energía neta que entregarían dichos molinos hora a hora para poderlo introducir en el sistema y hacer los cálculos (también explicado en el Anexo) se podría considerar de media que el sistema con dicha ampliación podría dar unos 6616 MWh más de energía neta.

En este caso, el coste del MWh en mercado diario bajaría 1,4 €, sin considerar las subvenciones. Para instalar una planta como la estimada, serían necesarias subvenciones importantes por parte del gobierno que repercutirían en mayores impuestos; lo que significaría en términos netos de un aumento del precio del MWh en vez de una disminución. Además, el hecho de introducir la eólica offshore ,(que requiere de una inversión y costes operativos de casi el doble que la onshore), requeriría de aún más gasto público para que dichas instalaciones fueran competitivas.

9.2.3 Estudio de la red para los precios de 2015

Con la red neuronal entrenada y ajustada para los datos de 2014, se intentó predecir los precios de 2015 con el mismo tipo de Inputs que en el caso base anterior. Es decir, se obtuvo la generación eólica de la primera mitad de 2015 (MWh) y se introdujo en la red neuronal para comprobar si ésta predeciría los precios correctamente.

Los resultados demuestran que la red no es eficaz para predecir precios de periodos diferentes al entrenado, como consecuencia de la variabilidad de todo lo que afecta a los precios y a la generación de un periodo a otro. Por otro lado, Red Eléctrica de España ofrece estimaciones de precios “un día antes” con todas las garantías y la realización de una red de predicción no entra entre los objetivos de este proyecto.

10. Conclusiones

De los supuestos estudiados de ampliación de planta mediante redes neuronales de Matlab, se llega a la conclusión de que la disminución de precios debido a un aumento de planta eólica es mínima y poco significativa.

Por otra parte la ampliación de planta se demuestra innecesaria en este momento a nivel peninsular a causa de la caída de la demanda y la sobrepotenciación actual de la planta instalada.

A pesar del exceso de planta instalada y a la caída de la demanda, se observa que esto no se ha traducido en una disminución del precio de la electricidad, que parece mantenerse más o menos estable durante los últimos 15 años.

Se espera que alrededor del año 2020 y siguientes entren en rentabilidad o sean competitivas las centrales eólicas y solares, (en costes de inversión, mantenimiento y operación); y no resulte necesaria la subvención de este tipo de energías renovables, lo cual permitirá adaptar las inversiones a la demanda, sin la distorsión de precios producida por las subvenciones.

Se ha demostrado que las pérdidas por desaprovechamiento de recurso eólico son muy poco significativas, no siendo rentable las inversiones de aprovechamiento en este campo. En el caso futuro de una ampliación de la potencia instalada, sería necesario considerar estas pérdidas y la forma de recuperar la mayor parte de ellas mediante sistemas de almacenamiento.

Como se demuestra, las redes neuronales tienen un enorme potencial en el análisis de los modelos multivariable. Si bien los resultados no han sido los esperados en todos los supuestos, se ha comprobado a lo largo de este proyecto que a mayor cantidad de variables significativas, mejores resultados da la red.

Las líneas HVDC para los objetivos estudiados en este proyecto no son útiles, pero si se demuestran muy prometedoras para intercambios internacionales, formando así una red Europea de transporte que permita un mejor y más estable intercambio entre países.

En un futuro la energía eólica offshore podría ser una alternativa a la instalada en tierra, cuando los avances tecnológicos permitan unos menores costes de inversión y explotación; aprovechando así unos recursos eólicos alternativos y con mayor potencial que los terrestres.

Proyectos futuros

Las redes neuronales también se podrían usar para estudiar el efecto del aumento de la energía eólica en la producción de energías por carbón/gas u otras tecnologías, así como a sus precios. Estudios previos con la demanda [31], demuestran que las redes dan un comportamiento óptimo y a tener en cuenta para futuros estudios. Si se desean utilizar en el campo de la estimación de variación de precios, habría que considerar el uso de una mayor cantidad de variables, incluida una de aleatoriedad del sistema.

11. Bibliografía

1. Juan José Rubio Guerrero: “Ventajas de un petróleo más barato”. <http://www.elcrisoldecidudadreal.es/2015/01/15/67981/ventajas-de-un-precio-del-petroleo-mas-barato/>. Catedrático de Hacienda Pública de la UCLM.
2. Gema Pastor Sierra: “Estudio de prospección del mercado de la bioenergía”. Profesor asociado de Comercialización e Investigación en Mercados, Universidad de Valladolid, España.
3. <http://www.ise.fraunhofer.de/en/press-and-media/press-releases/press-releases-2014/new-world-record-for-solar-cell-efficiency-at-46-percent> – Press release 2014 Fraunhofer ISE
4. Jacob Tse-Wei Wang, James M. Ball, Eva M. Barea , Antonio Abate, Jack A. Alexander-Webber, Jian Huang, Michael Saliba, Iván Mora-Sero, Juan Bisquert, Henry J. Snaith, and Robin J. Nicholas: “Low-Temperature Processed Electron Collection Layers of Graphene/TiO₂ Nanocomposites in Thin Film Perovskite Solar Cells”. Department of Physics, Clarendon Laboratory, University of Oxford, United Kingdom. Photovoltaic and Optoelectronic Devices Group, Department de Física, Universitat Jaume I, Castelló, Spain
5. Eduardo Soria: “Energías renovables para todos: hidráulica”. Fundación de la energía de la Comunidad de Madrid.
6. http://www.spancold.es/Archivos/III_ITIPB_20130207_06_Juan_Carlos_Elipe.pdf - Juan Carlos Elipe, “Refuerzo de potencia del aprovechamiento de Cortes – La muela”. Iberdrola, febrero 2012.
7. “Evolución Tecnológica y Prospectiva de Costes de las Energías Renovables”. Estudio Técnico PER 2011-2020. Instituto para la Diversificación de la Energía (IDAE).
8. Gabriel García, Raquel Garde, Thomas Weiss. “Análisis del potencial del almacenamiento en el sistema eléctrico español actual y futuro”. Julio 2013. Proyecto StoRE. Centro Nacional de Energías Renovables (CENER).
9. Frederik Geth, Johannes Kathan, Lukas Sigrüst, Peter Verboven. “Energy Storage Innovation in Europe – A mapping exercise”, October 2013. European Electricity Grid Initiative (EEGI), GRID+ Project.
10. Overview of current status and further development scenarios of the electricity system, and assessment of the energy storage needs. Helmut Schmidt Universität, Hamburg. National Technical University of Athens, Athens.
11. Recommendations for furthering the Sustainable Development of Bulk Energy Storage Facilities, Mayo 2013. University College of Cork, Ireland; Malachy Walsh and Partners.
12. Proyecto GRID +. <http://www.gridplus.eu/>
13. http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/el-sector-electrico/xix.-el-mercado-de-la-electricidad - El Mercado eléctrico – Endesa.
14. Plan de Energías Renovables 2011-2020. Instituto para la Diversificación de la Energía (IDAE).
15. Eólica 15, anuario de 2014 de la Asociación Empresarial Eólica.
16. StoRE – Final Publishable Report, Mayo 2014. WIP Renewable Energies, CENER, UCC, EMD, MW and partners.
17. El sistema eléctrico español en 2014, Red Eléctrica de España (REE).
18. <http://spectrum.ieee.org/energy/renewables/germany-takes-the-lead-in-hvdc> - Peter Fairley, “Germany takes The lead in HVDC”. April 2013. IEEE Spectrum.
19. Frans Nieuwenhout, Arno Brand, 2010. The Impact of Wind Power on Day-ahead Electricity Prices in the Netherlands. Energy Research Centre of the Netherlands.
20. Nicholson, E., Rogers, J., Porter, K., 2010. The Relationship between Wind Generation and Balancing-Energy Market Prices in ERCOT: 2007–2009. National Renewable Energy Laboratory.

21. C.K. Woo, I. Horowitz, J. Moore, A. Pacheco, 2011. The impact of wind generation on the electricity spot-market price level and variance: the Texas experience. Energy and Environmental Economics (USA); Hong Kong Energy Studies Centre; Warrington College of Business, University of Florida.
22. Valeria Di Cosmo, Laura Malaguzzi Valeri, 2012. Relation between wind and electricity prices in a deregulated market: the case of Ireland. Research Officer, Economic and Social Research Institute, Trinity College, Dublin.
23. Johannes Mauritzen, 2011. What Happens when it's Windy in Denmark? An Empirical Analysis of Wind Power on Price Variability in the Nordic Electricity Market. Norwegian School of Economics (NHH), Bergen, Norway; Research Institute of Industrial Economics (IFF), Stockholm, Sweden.
24. Econ-Poyry, 2008. Effects of large scale wind capacities in Sweden. Elforsk rapport 09 (102).
25. Holttinen H., 2004. "The impact of large scale wind power production on the Nordic electricity system". Number 544 in VTT Publication.
26. Enevoldsen, S.W., P.A.O. Stergaard, P.E. Morthorst, R. Moesgaard, 2006. Vindkraftens betydning for elprisen i Danmark. IBT Wind.
27. P.E. Morthorst, Sebastien Wagemans, Konrad Purchala, Achim Woyte, Alberto Ceña, Ángeles Mora, Hans Cleijne, Chris Kleinschmidt and Natalia Moldovan, 2007. Detailed investigation of electricity market rules: The Case of France, Germany, Netherlands, Spain and Denmark. Tradewind; Intelligent Energy Europe; Technical University of Denmark; European Energy Association.
28. Impacto macroeconómico del sector eólico en España, 2012. Elaborado por Deloitte para la Asociación Empresarial Eólica Española.
29. Elisa María Justo Rojas, "Mercado de servicios de ajustes del sistema eléctrico. Propuestas de mejora". Julio 2013. Escuela Politécnica Superior, Universidad Carlos III de Madrid.
30. María Castellano Mendez, "Modelización estadística con Redes Neuronales. Aplicaciones a la Hidrología, Aerobiología y Modelización de Procesos". Tesis doctoral, Diciembre 2009. Departamento de Matemáticas, Universidad de La Coruña.
31. Carlos Mallo González, "Predicción de la demanda eléctrica horaria mediante redes neuronales artificiales". Departamento de Economía Cuantitativa, Universidad de Oviedo.
32. Vicente Cloquell Ballester; Santamarina M.C.; Hospitaler, A. "Nuevo procedimiento para la normalización de valores numéricos en la toma de decisiones". Departamento de proyectos de ingeniería y construcción, Universidad Politécnica de Valencia.
33. "World Energy Investment Outlook, Special report". International Energy Agency (IEA). www.iea.org
34. Ralph Turvey, "What are marginal costs and how to estimate them". School of management, University of Bath. Centre for the Study of Regulated Industries.
35. Shane Dye, E Grant Read, Rosemary A Read, Stephen R Starkey, "Easy Implementations of Generalized Stochastic CDDP Models for Market Simulation Studies". Department of Management, University of Canterbury.
36. C.K. Woo, "Wind Generation Development and Incentive for Dispatchable Thermal Generation Investment". University of Texas (Austin). Simposio Año 2011.
37. Walter-Sosa Escudero, "Dynamic Regression". Econ 471. Econometric Analysis, April 2009.
38. http://academic.reed.edu/economics/parker/312/tschapters/S13_Ch_3.pdf - "Distributed Lag-Models". Reed College.
39. Arnold Zellner, "An Efficient Method of Estimating Seemingly Unrelated Regressions and Test for Aggregation Bias". Journal of the American Statistical Association, vol. 57, No 298. Pp. 348-368. Enero 2010.
40. Jeffrey M. Woolridge, "Econometric Analysis of Cross Section and Panel Data". MIT Press.
41. Econ Pöyry, "Effects of Large Scale Wind Capacities in Sweden". Elforsk Rapport 09:102, October 2008.

42. Hector Pollitt, Yuee Zhao, John Ward, Robin Smale, Max Krahe, Michael Jacobs, "The potential role for carbon pricing in reducing European deficits". Cambridge Econometrics, Vivid Economics, Grantham Research, Institute on Climate Change and the Environment, LSE. Global Policy Essay, September 2012.
43. Clay Duane Davis, "Three Essays on the Effect of Wind Generation on Power System Planning and Operations". Purdue University, West Lafayette, Indiana. May 2013.
44. "Carbon Price Transfer in Norway: The effect of the EU-ETS on Norwegian Power Prices". Commissioned by Energy Norway, Federation of Norwegian Industries and Industri Energy. March 2011. THEMA Consulting Group, THEMA Report 2011-1, Pöyry, March 2011.
45. Jafar Hakim, "Application of electrical energy storage systems in Germany". 910124-4183. KTH School of Industrial Engineering and Management. Energy Technology – EGI 2014.
46. Patrick Schmidt, "On the Design of a reactor for high temperature heat storage by means of reversible chemical reactions". 910124-4183. KTH School of Industrial Engineering and Management. Energy Technology – EGI 2011.
47. Thomas Wells, "Determining the voltage range of a carbon-based supercapacitor". Umea University. 2014.
48. Baptiste Bortot, "Gas balancing Variable power generation- A systemic case study". Degree project in electric power engineering. KTH Royal Institute of Technology, School of Electrical Engineering. Sweden, 2014.
49. Bhunesh Kumar, "Design of Harmonic Filters for Renewable Energy Applications". Department of Wind Energy. Gotland University of Sweden. Spring 2011.

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo I	
Estudios previos del impacto de la energía eólica en el mercado diario	39
Anexo II	
Ampliación del estado de las renovables en España	44
Anexo III	
Estudio del año 2014, precios y generación Precios finales	48
Anexo IV	
Intercambios internacionales y eólica a nivel mundial.....	56
Anexo IX	
Consideraciones para la estimación de la eólica de posible implantación en España y realización de los casos de estudio del proyecto	76
Anexo V	
Cálculo de la estimación de pérdidas eólicas por incremento de planta	60
Anexo VI. Proyectos de almacenamiento de energía a nivel español	61
Anexo VII	
El Mercado Interior de la Energía	62
Anexo VIII	
Redes Neuronales Artificiales (RNA) con MATLAB y modelización de los casos de estudio del proyecto.....	67
Anexo X	
Análisis de la eólica offshore	77
Anexo XI	
Datos extra y cálculos de los resultados del estudio propio	101
Anexo XII	
HVDC.....	110
Anexo XIII	
Tecnologías energéticas marinas (no-eólica)	115
Anexo XIV	
Glosario de términos.....	124

Anexo I: Estudios previos del impacto de la energía eólica en el mercado diario

Caso holandés

El centro de investigación energética de Holanda realizó un análisis detallado durante cuatro años del impacto de la energía eólica y su influencia en el mercado diario holandés, mediante un modelo meteorológico, series de tiempo de previsiones de viento día a día, comparadas con el precio de mercado diario de la electricidad, con ayuda de las curvas de ofertas del APX-ENDEX en el mercado diario holandés; Como conclusión del estudio se obtiene que con una contribución por parte de la eólica del 4% al total de la energía generada en Holanda, entre 2006 y 2009, se consiguió una reducción del precio de la electricidad en el mercado diario de alrededor de un 5%.

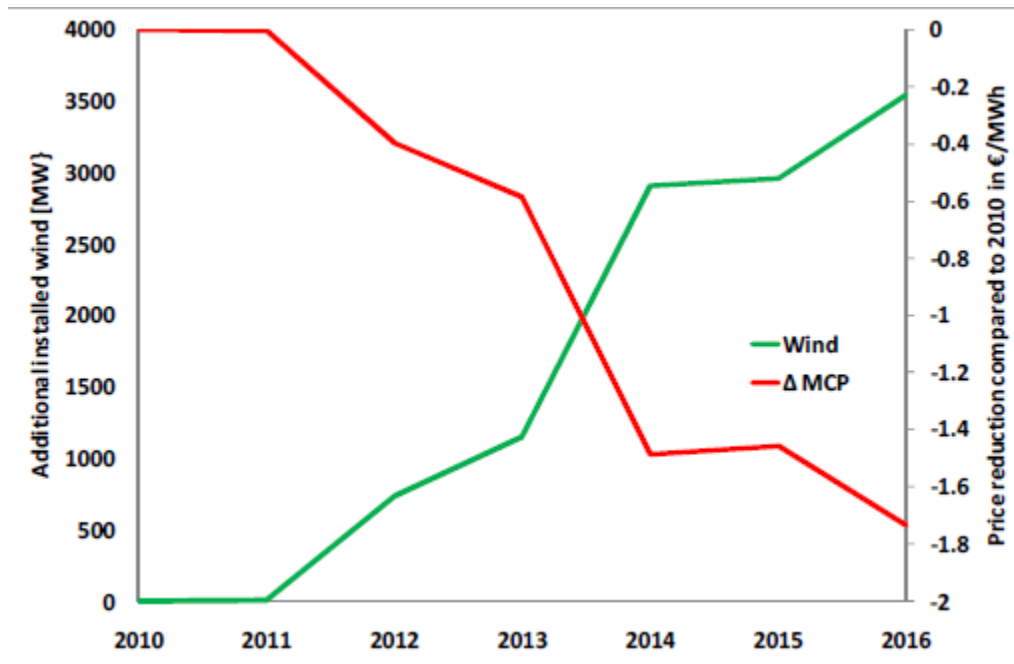
Otra de las principales conclusiones es, que en el futuro, el impacto en los precios del incremento de la cantidad de energía eólica generada, será cada vez menor. A finales de 2009 la potencia instalada en eólica en Holanda era de 2200 MW. Con un incremento de la potencia instalada de 2200 a 6000 MW, la media de reducción de precios sería un 6% adicional (en el caso de que no se necesite añadir generación convencional). Tomando como consideración políticas gubernamentales de éste país y los precios de 2016, se estima que la reducción de precios será de solo un 3% debido al viento.

A finales de 2009 la potencia instalada en eólica en Holanda era de 2200 MW. El mercado más importante para la eólica es el mercado diario (venta de energía un día antes de su consumo).

Hay tres tipos de niveles de precios para el mercado diario que es interesante analizar:

1. Precio medio del mercado diario: Contiene los datos de todas las formas de generación de electricidad.
2. Precio de la energía eólica: Se calcula evaluando los precios diarios con el volumen de energía eólica generada.
3. Precio del mercado diario en el caso de que la eólica instalada no genere electricidad: Esto se puede hacer mediante una análisis regresivo de todos aquellos momentos donde la producción de eólica sea exactamente 0, o bien, evaluando los precios del mercado diario normales con aquellos donde la producción de eólica está por debajo de cierto límite.

Sintetizando, entre los años 2006 y 2009 los investigadores determinaron que la reducción global del precio fue de un 5% (de 56.61€/MWh a 53.04€/MWh). El efecto de reducción se nota especialmente en los momentos en los que la producción de eólica es significativa (como es evidente); durante esos periodos el precio de la electricidad era del orden del 6.5 al 11.5% menor. Lo que significa un impacto sustancial dado su bajo volumen de producción comparado con el resto de energías.



Gráfica 14: Reducción del precio de la electricidad previsto en función del aumento de la potencia eólica instalada. Includidos efectos de cambios en la generación convencional para el periodo 2010-2016. Fuente: Energy Research Centre of the Netherlands.

La Gráfica 14 muestra para el periodo de 2010-2016 el efecto previsto para los precios del mercado diario con los incrementos de la capacidad de generación de eólica cambiando también las cantidades de energía convencional producida.

Se puede observar que en el caso de tener en consideración el aumento de energía convencional, la reducción de precios es significativamente menor que en el caso de que no aumente apenas la producción de convencional durante el mismo periodo, cosa improbable pues es necesaria la instalación de centrales convencionales de apoyo con una potencia de al menos el 80% de la total eólica instalada, para los casos en los que hay poco viento. [1]

Caso irlandés

En el sistema irlandés el precio marginal del sistema (SMP) está determinado por la puja hecha por la planta marginal, definido como “shadow price” y el valor de incremento. La planta marginal es la planta más cara necesaria para cumplir con la demanda de cada periodo.

Las plantas se ordenan según sus pujas, de la más barata a la más cara y son llamadas a generar en dicho orden hasta que la demanda se cubre. Las medidas de incremento son la cantidad de dinero que los productores tienen que pagar como añadido al “shadow Price” para evitar pérdidas a corto plazo. Estos precios incluyen los costes de fuel y de emisiones de dióxido de carbono necesarias para generar 1 MWh de electricidad; también se les paga una parte por capacidad de la planta, diseñada para cubrir costes de capital adicionales.

En Irlanda según éste estudio, se concluía que cada 100 MW de incremento en generación eólica (un 25% de la media de generación de la muestra) llevaría a una reducción del “Shadow price” de 0.4 €/MWh o alrededor del 0.8% del valor de la muestra; un dato que es la mitad del que calcularon O’Mahoney and Denny (2011), lo que puede ser explicado por la muestra escogida o la metodología utilizada.

El análisis muestra también que el precio del combustible está relacionado directamente con los precios de la electricidad; el crudo tiene un efecto estadísticamente significativo muy especialmente durante las horas pico (dada su facilidad para encender y apagar las centrales de fuel), cuando es necesario encenderlas para que cubran la demanda pico; se sabe que la eficiencia de éstas centrales no es muy alta pues se necesita bastante combustible para conseguir 1 MWh de electricidad y eso se nota en el precio. Un alto nivel de demanda conlleva un alto nivel de precios de la electricidad.

El estudio concluye que hay un consistente efecto negativo de la energía eólica en los precios marginales del mercado eléctrico irlandés, especialmente durante los momentos en que la demanda no es extremadamente baja. El efecto no es muy significativo tampoco, pero si es vital remarcar que dicha reducción de precios afectaría a los beneficios no solo de las tecnologías tradicionales sino también de la propia eólica y esto es un aspecto importante a tener en cuenta; los precios no pueden reducirse drásticamente, pues afectaría a la viabilidad del sistema eléctrico incluidas las renovables.

Una reducción de beneficios esperados, bajaría el interés de potenciales inversores en renovables; si no hay un aumento de la demanda y mientras no haya una reducción de producción tradicional (por cierre de centrales y su sustitución por renovables), una sobresaturación del sistema por excesiva instalación de renovables, podría llegar a ser contraproducente si no se hace con cabeza. [22]

Caso danés – Países nórdicos

Como antecedentes al estudio se encuentran Econ-Poyry [24], que usaron su modelo de mercado energético “BID” para analizar como el desarrollo a gran escala de eólica en Suecia podría afectar a la operación del mercado. Holttinen [25] también usa un modelo de simulación del mercado eléctrico nórdico. Ambos concluyen que añadir capacidad de eólica produce la tendencia a reducir los precios medios, aunque Holttinen opina que esto se debe simplemente a que hay un mayor suministro.

Algunos estudios empíricos existentes, también miran hacia el efecto de la eólica en los precios de la electricidad. Enevoldsen (2006)[26] usan una aproximación no paramétrica y observan una bajada del precio en el mercado diario (Spot Price) en momentos de alta producción de eólica, con efectos especialmente importantes durante los momentos “pico”.

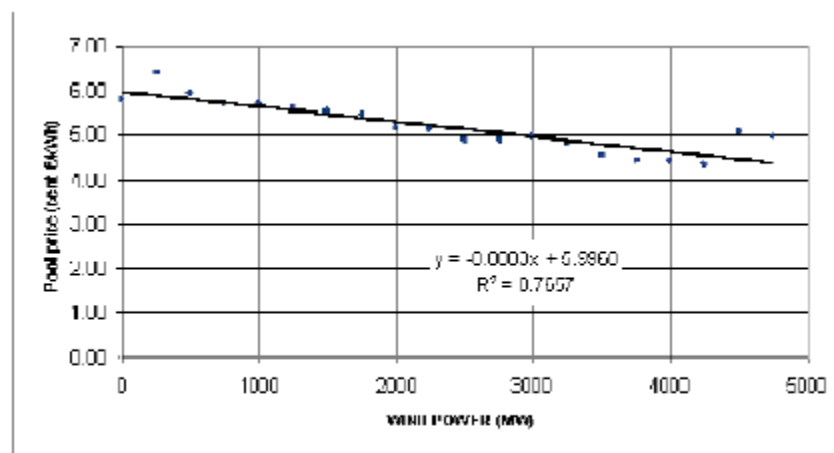
El estudio de Johannes Mauritzen (2011) (del que trata este apartado), usa un modelo econométrico de retardo simple distribuido y cinco años de datos horarios de los precios y producción de eólica en Dinamarca usando el viento como regresor exógeno. Usando el simple principio de que una de las mejores maneras de predecir el precio de la electricidad del día siguiente es mirar al precio de la electricidad del día actual y usar esa correlación para controlar demanda, suministro y demás factores no directamente relevantes para el análisis. Con todo esto, determina que la eólica reduce la variabilidad del mercado intradiario, debido a que la cobertura de la demanda que se hace de forma escalonada durante los momentos de mayor carga diarios.

El resultado principal del estudio es que el efecto de la eólica reduciendo la variabilidad del mercado intradiario es significativo. Que este efecto se nota más durante los momentos de “pico” de demanda y que la disminución de picos en el precio bajaría la rentabilidad de las inversiones de la potencia de apoyo necesaria cuando se instalan parques eólicos. [23]

Caso español en 2006

1. Efecto del viento en el mercado diario

Durante 2006 la demanda total de energía fue de 252.878 GWh, la eólica cubrió un 8.5% de dicha demanda y durante ciertos periodos alcanzó el 30%.



Source: I.Lainez/NEO

Gráfica 15: Reducción de precio relacionada con la producción de eólica. Fuente I.Lainez/Neo [27]

Como se puede observar en la Gráfica 15, la calidad del ajuste (0.76) es bastante buena, con lo que podría considerarse que al aumentar la producción de eólica se reducen los precios. Pero como ya se comentó en el caso Irlandés, la relación de decrecimiento es inferior a medida que aumenta la potencia instalada. Como se verá a lo largo de este proyecto, la recta de regresión para 2014 tiene un ajuste bastante peor, la potencia es muy superior a la instalada en 2006 y el mercado energético español ha cambiado y ha ido adaptándose a la eólica.

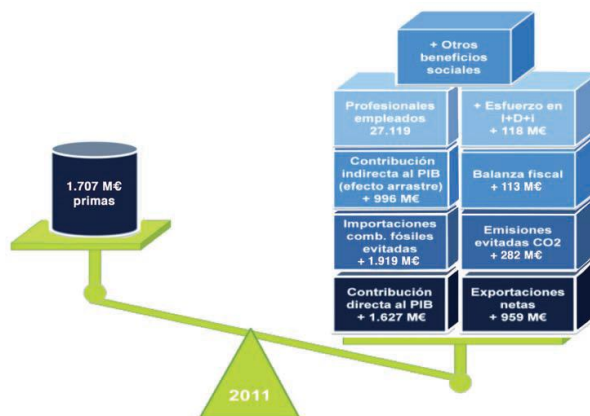


Figura 4: Comparativa entre las primas que percibe la energía eólica y los beneficios económicos y sociales que produce
Fuente: Deloitte

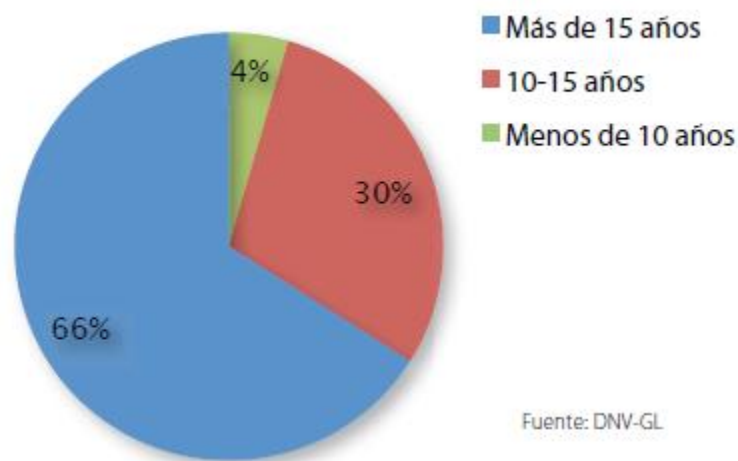
En el informe anual sobre el impacto macroeconómico de la eólica, realizado por Deloitte en 2012, ya se hacía hincapié en que el ahorro acumulado por evitar importaciones de combustibles fósiles y emisiones de CO₂ durante el periodo 2005-2010, superó a las primas recibidas por la eólica en más de 2000 millones de euros. La eólica aporta 3 euros por cada euro que percibe en primas. [28]

Anexo II: Ampliación del estado de las renovables en España

A consecuencia de los cambios regulatorios, 2014 ha terminado con un precio medio del mercado de 42.07 €/MWh, 6.14 € por debajo de los 48.21 €/MWh previstos, lo que ha generado una reducción de los ingresos esperados de casi 350M€, para alcanzar la rentabilidad del 7.39% establecida por el gobierno.

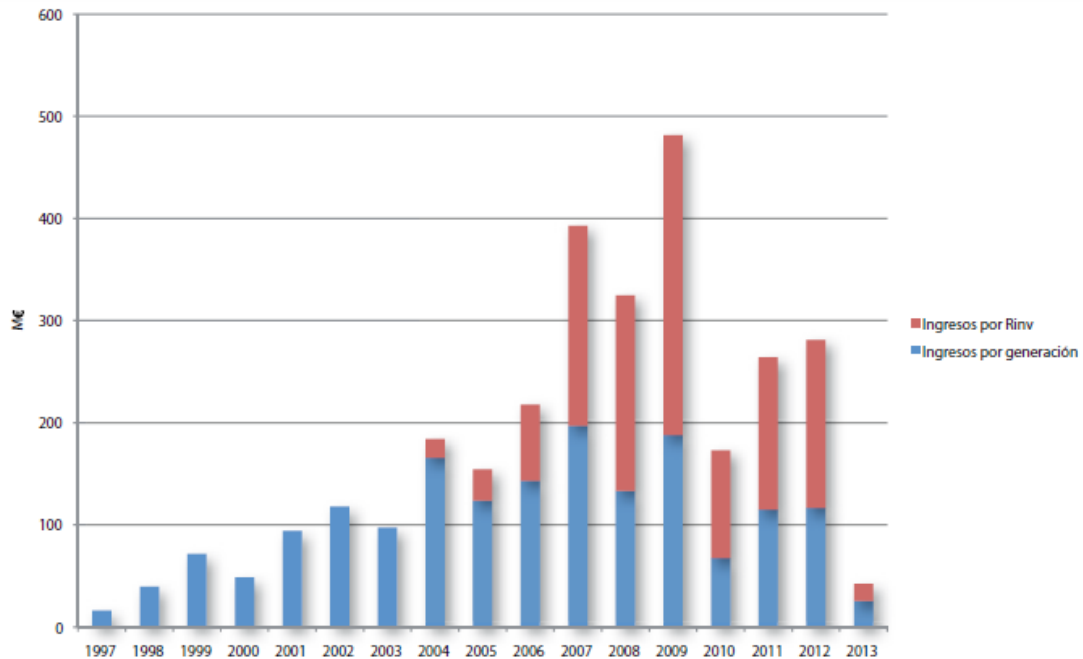
La situación en Canarias, pese a que no es objeto del estudio de este proyecto (que se centra en el sistema peninsular) merece ser reseñada, pues pese a tener un menor coste de generación con eólica que con convencionales, su generación mediante renovables es muy baja. Antes de la reforma, producir un MWh eólico en Canarias costaba 81.25 € al sistema eléctrico frente a los 186 € que costaba con combustibles fósiles. Si se instalaran los 450 MW eólicos previstos (de los cuales solo se han conseguido adjudicar 15 MW debido a las dificultades puestas), el ahorro de costes para el sistema eléctrico sería de 112 M€ anuales, con los actuales precios de los combustibles fósiles; lo que daría durante la vida útil estimada de 20 años de las instalaciones, un ahorro total de 2240M€. [15]

Un problema existente en el parque eólico español actual es que los molinos, se van acercando cada vez más a sus veinte años de vida útil. La tendencia es alargar la vida de los aerogeneradores (actualmente establecida en 20 años) siempre que se pueda mantener unos niveles de disponibilidad aceptables que produzcan márgenes económicos de operación suficientes. Esto es así porque según la nueva regulación, los parques de más de 20 años no reciben ningún tipo de incentivo a la producción.



Gráfica 16: Antigüedad de los parques eólicos españoles a 2014. Fuente: DNV-GL y AEE

La disparidad de ingresos entre unas instalaciones y otras en función de su año de puesta en marcha es bastante significativa. Los ingresos unitarios medios estuvieron entre 31,29€/MWh para instalaciones de 2003 y 83,28€/MWh para las de 2010 sin contar el impuesto del 7% sobre la generación (IVPEE).

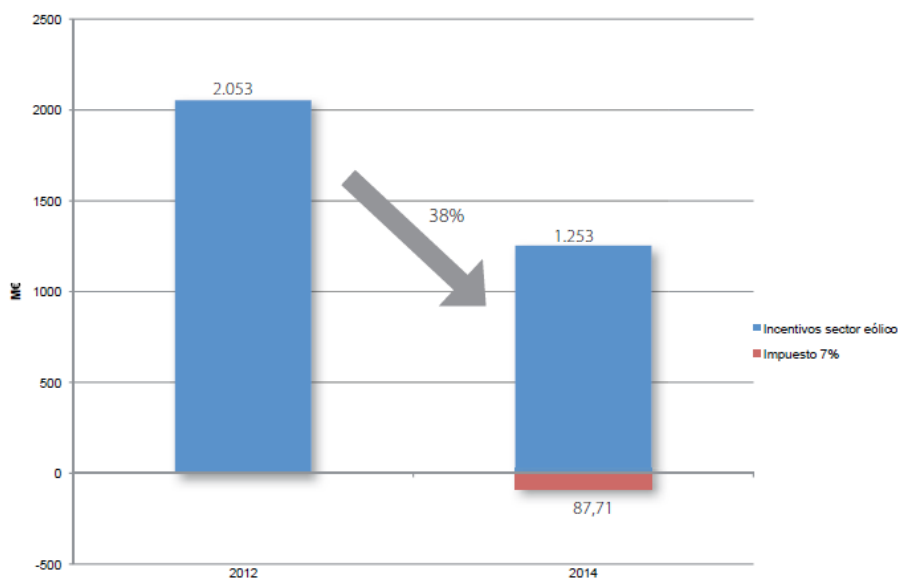


*No se han estimado los ingresos de Rinv para instalaciones inferiores a los 5 MW

Fuente: REE, CNMC y elaboración AEE

Gráfica 17: Ingresos de las instalaciones eólicas según el año de puesta en marcha. Fuente: REE, CNMC y AEE

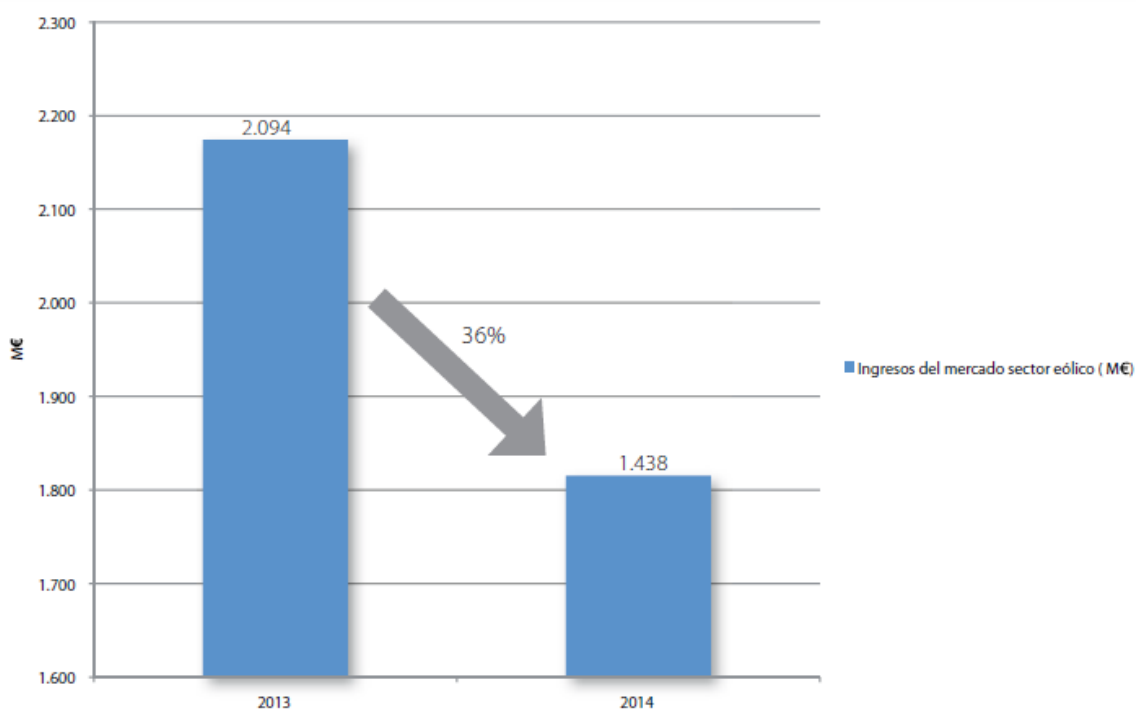
Tomando como referencia 2012, el sector ha perdido un 38% de sus incentivos y las instalaciones anterior a 2004, todos sus incentivos.



Fuente: CNMC y elaboración AEE

Gráfica 18: Incentivos sector eólico 2012/14: Fuente: CNMC y AEE

Sus ingresos mediante incentivos y venta de la generación en el mercado eléctrico han caído un 36%, principalmente debido a precios muy bajos del mercado en la primera mitad de 2014 y una generación inferior en la segunda mitad.



*Ingresos de 2014 estimados por AEE

Fuente: REE, OMIE y elaboración AEE

Gráfica 19: Ingresos del sector eólico 2012/14. Fuente: REE, OMIE y AEE

En 2014, la elevada producción eólica, unida a una alta cantidad de energía hidráulica producida (ofertando a precio cero, como la eólica antes de la reforma), agravó la situación ya que la eólica cuanto más genera menos cobra, al contrario que las tecnologías convencionales; por lo que sus ingresos dependientes del mercado disminuyen proporcionalmente a la generación. De ahí que unos incentivos a la generación eólica son deseables y que así el precio de la electricidad no aumente tan acusadamente para cubrir costes cuando hay un exceso de generación.

	400 kV		≤ 220 kV		Total
	Península	Península	Baleares	Canarias	
Total líneas (km)	21.094	18.811	1.545	1.289	42.739
Líneas aéreas (km)	20.977	18.096	1.089	1.023	41.185
Cable submarino (km)	29	236	306	30	601
Cable subterráneo (km)	88	479	150	237	954
Transformación (MVA)	79.808	63	2.793	1.875	84.539

Datos de kilómetros de circuito y de capacidad de transformación acumulados a 31 de diciembre de 2014.

Tabla 7: Red de transporte española. Fuente: REE

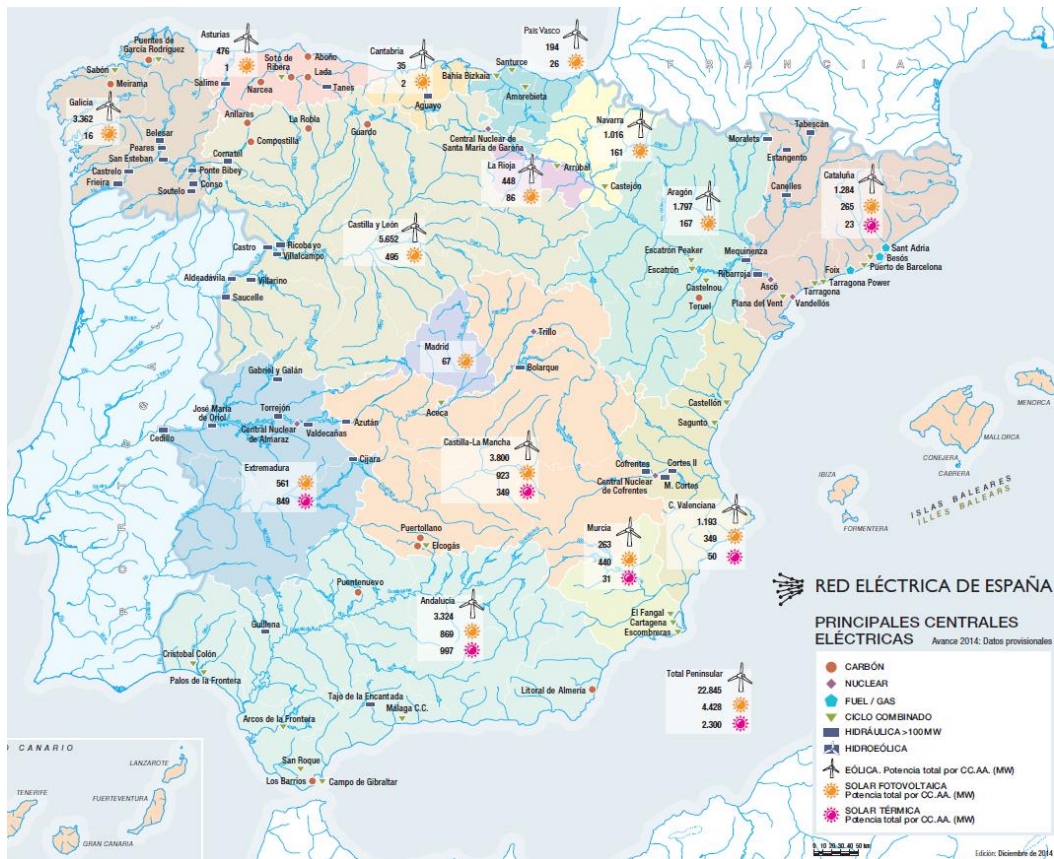
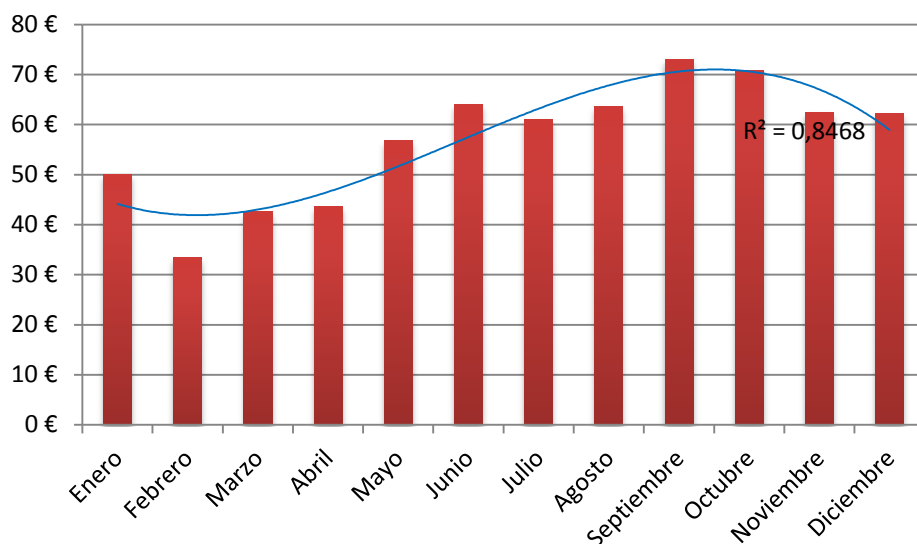


Figura 5: Mapa de centrales en España. Fuente: REE



Figura 6: Mapa de líneas del sistema eléctrico peninsular. Fuente: REE

Anexo III: Estudio del año 2014, precios y generación - Precios finales



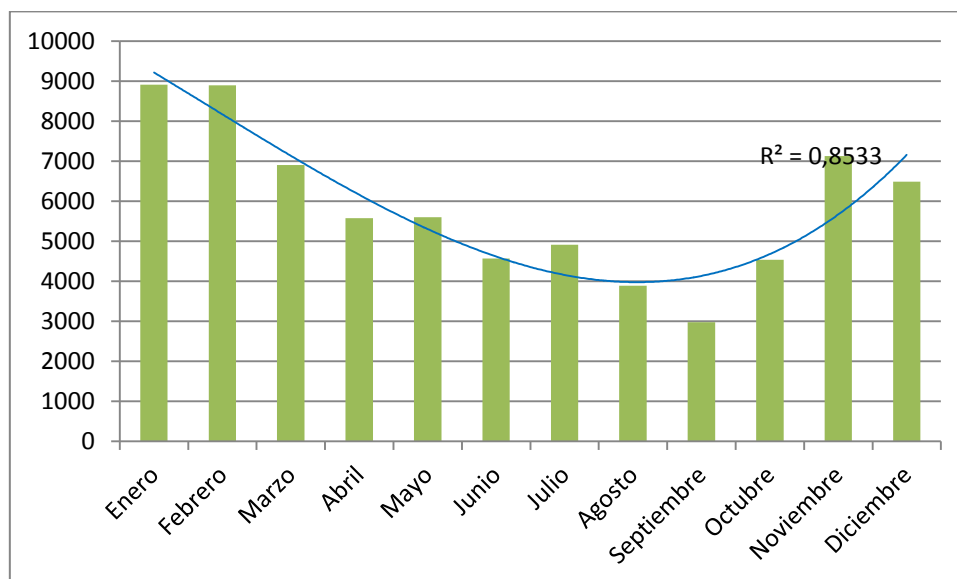
Gráfica 20: Promedio mensual de precios finales de la electricidad 2014 (€/MWh)

Como se puede ver en la Gráfica 20 la variación del promedio mensual del precio final de la electricidad en España es bastante irregular, con picos en el comienzo de la primavera lo que sería interesante comparar con la producción de eólica que se verá más adelante en la Gráfica 21.

2014	Máximo	Mínimo	Media
Enero	116,93	12,55	49,91
Febrero	128,19	11,16	33,40
Marzo	147,45	12,96	42,67
Abril	144,37	19,31	43,53
Mayo	92,49	31,14	56,74
Junio	81,66	25	64,01
Julio	75,81	37,84	61,01
Agosto	79,57	45,14	63,50
Septiembre	95,43	49,31	72,97
Octubre	123,65	27,1	70,73
Noviembre	108,66	22,68	62,30
Diciembre	90,64	21,73	62,16
Global	147,45	11,16	56,91

Tabla 8: Precios finales medios, máximos y mínimos de la electricidad durante 2014 (€)

Como se observa en la Tabla 8, el precio más alto de la electricidad se alcanzó en Marzo, concretamente el 27 a las 19:00 con un valor de 147,45€/MWh. El más bajo fue el 11 de Febrero a las 02:00 con un valor de 11,16€/MWh. La media de precios anual se situó en 56,91€/MWh. El mes cuya media fue la más barata fue el mes de Febrero seguido de Marzo.



Gráfica 21: Promedio mensual de la energía eólica generada (MWh)

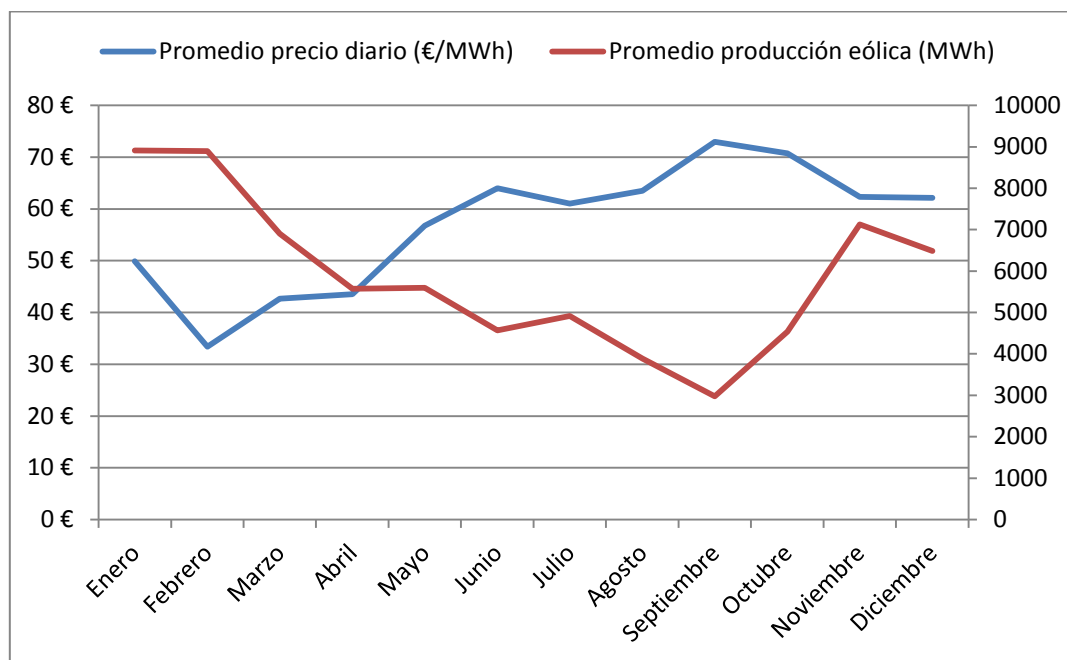
En la Gráfica 21 se muestra el promedio de MWh producidos por la eólica en cada mes. Es interesante comparar la curva de ésta gráfica con la de la Gráfica 20 pues dan impresión de ser el inverso una de otra: cuando sube la producción de eólica, bajan los precios y viceversa; ambas con una línea de tendencia polinómica bastante buena (R^2 igual a 0.85).

2014	Máximo	Mínimo	Media
Enero	16525,5	420,16	8908
Febrero	16176	1632,33	8895
Marzo	15869,66	454,33	6904
Abril	14169,66	147,83	5571
Mayo	15519,33	545,33	5597
Junio	14122	506,66	4564
Julio	10747,83	656,83	4913
Agosto	9681,5	477,33	3885
Septiembre	12530,33	162,83	2974
Octubre	11056,16	890,5	4535
Noviembre	15063,5	626	7123
Diciembre	15116,83	616,5	6488
Global	16525,5	147,83	5972

Tabla 9: Valores medios, máximos y mínimos de la generación eólica en 2014 (MWh)

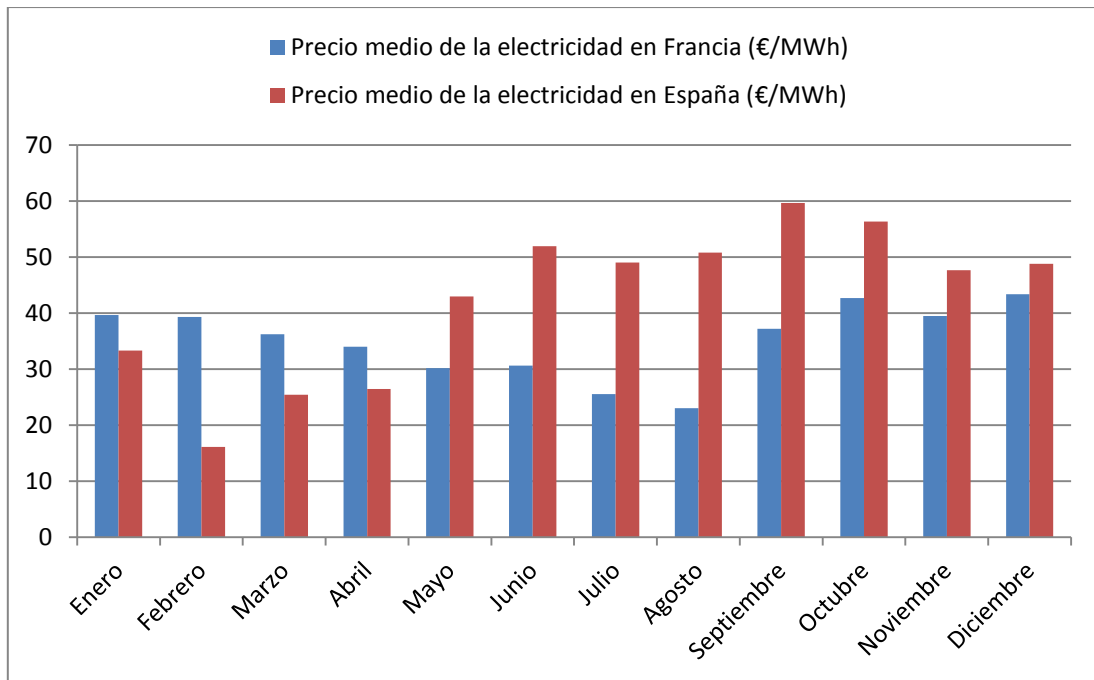
La Tabla 9 recoge los datos resultantes de la potencia eólica media producida durante cada hora de cada día durante el mes (MWh). El máximo se alcanzó en día 27 de Enero a las 13:00 con 16525,5 MWh de pico, lo que supone un 71.85% de la potencia total instalada en España (23000 MW).

El mínimo se registró en Abril, el día 16 a las 10:00 con un valor de 147,83 MWh, equivalente al 0.64% de la potencia instalada. La media anual global fue de 5863 MWh, lo que significa que durante el año se aprovechó de media aproximadamente el 26% de la potencia eólica disponible.



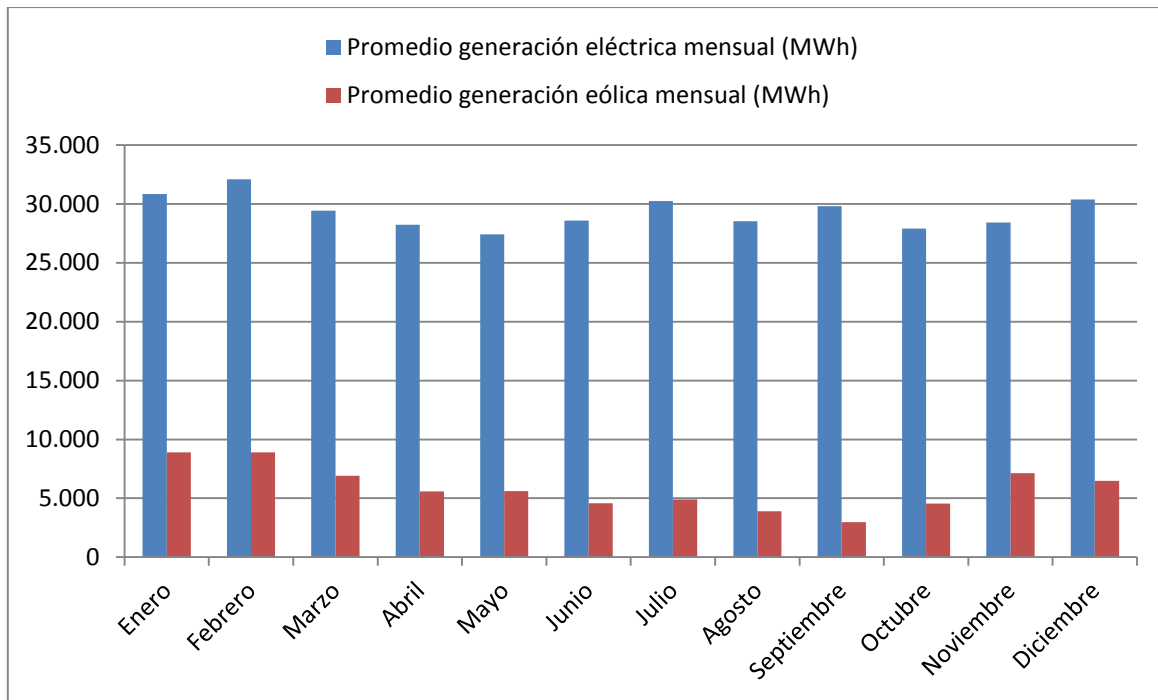
Gráfica 22: Evolución mensual de la generación eólica promedio y precio final promedio.

La Gráfica 22 es especialmente interesante pues compara los datos de la Gráfica 20 y la Gráfica 21 mostrando la evolución del promedio de los precios y la generación de eólica durante todo el año. Se puede observar a simple vista como cuando más alta es la eólica más baja es el precio de la electricidad, de hecho entre el máximo de eólica y el mínimo de precio de la electricidad, hay 15 días donde la generación eólica está en sus máximos y los precios de la electricidad en sus mínimos. El punto donde se cortan ambas líneas es en el mes de abril cuando la producción media rondaba los 5571 MWh y el precio final medio de la electricidad era de 43.53€/MWh; aproximadamente 1000 MWh y 13.4 €/MWh respectivamente por debajo de la media anual.



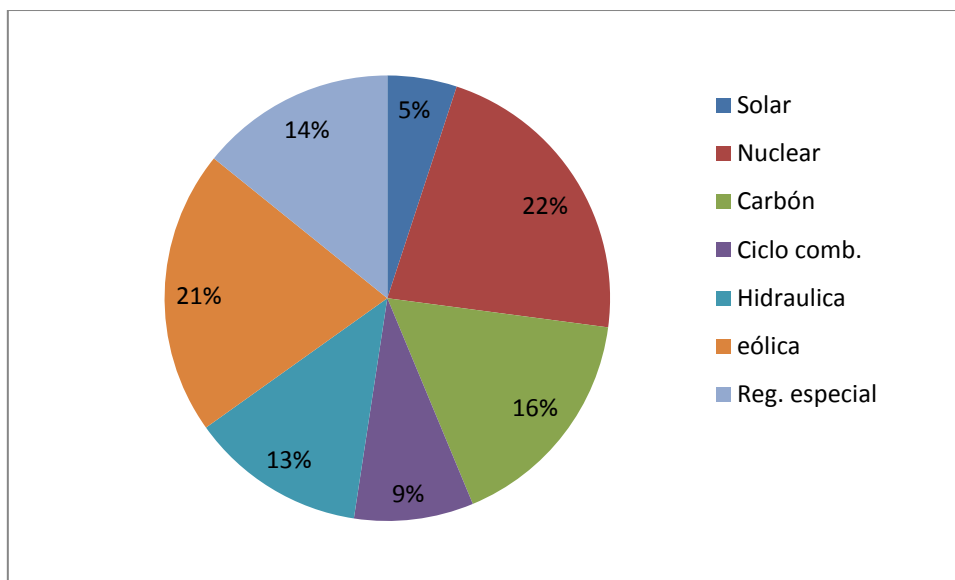
Gráfica 23: Promedio de precios de la electricidad en el mercado diario español y francés en 2014.

Vista la Gráfica 23 se ve el precio mes a mes comparado de Francia y España de sus precios marginales de la electricidad en el mercado diario. El precio en España fue un 20.07% mayor en que en Francia durante 2014. El precio de la electricidad en Francia es por término medio más constante y bajo, debido a que $\frac{3}{4}$ partes de su generación es nuclear, por lo que vende la energía al precio más bajo posible para asegurarse que no se “desperdicia” nada de la energía producida por dichas centrales, manteniendo los precios marginales de venta bajos. España, dependiente aproximadamente en un 25% de las renovables, varía sus precios de una forma más irregular debido a dichas renovables y eso que lleva a picos en la generación que encarece los precios; en estos casos es necesario el uso de generación de apoyo mucho más cara que la renovable. Como dato curioso se puede observar comparando la Gráfica 22 y la Gráfica 23 cómo los meses que de media estuvo más alta estuvo la producción de eólica, el precio de la electricidad en España fue más bajo en España que en Francia.



Gráfica 24: Promedio mensual de generación eléctrica (todas las fuentes) y promedio de generación eólica (MWh)

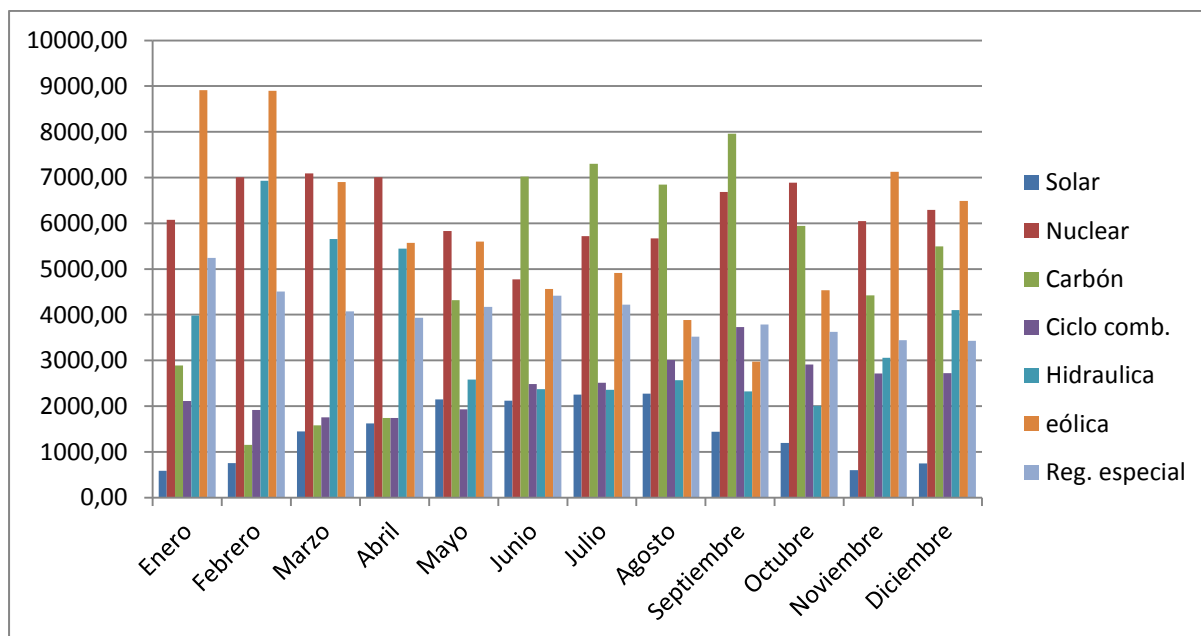
En la Gráfica 24 se observa la contribución de la eólica a la generación total media durante cada mes de 2014; se han incluido en la suma de la generación eléctrica mensual de todas las fuentes: el enlace balear, las conexiones internacionales (sumando al total tanto lo que se exporta como lo que se importa pues a la postre es “generación” en valor absoluto), la solar, la nuclear, el carbón, ciclo combinado, hidráulica, eólica y registro especial.



Gráfica 25: Proporción promedio del % de energía total suministrada a lo largo del año por tecnología de generación

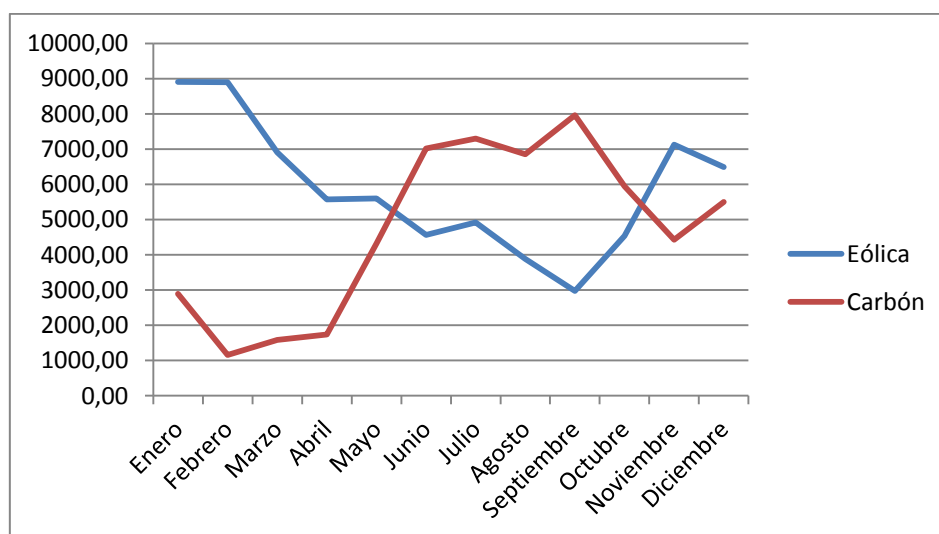
En la Gráfica 25 se aprecia la contribución media anual de cada tecnología al total de la generación durante 2014. La nuclear y la eólica andan casi a la par con un 22 y un 21% respectivamente, lo que las sitúa como las dos primeras fuentes de generación en España.

El carbón sigue ocupando el tercer puesto, manteniendo un alto 16%; esto conlleva altas emisiones de CO₂ y por tanto más costes de generación añadidos (y aún más si se tienen en cuenta las ayudas recibidas al carbón). Es una tecnología cada vez más obsoleta y demostrada como dañina para el medio ambiente, pensar en su sustitución por tecnologías más baratas y amigables con el medio ambiente podría ahorrar muchos millones al estado y a los consumidores así como contribuir a un menor deterioro del planeta.



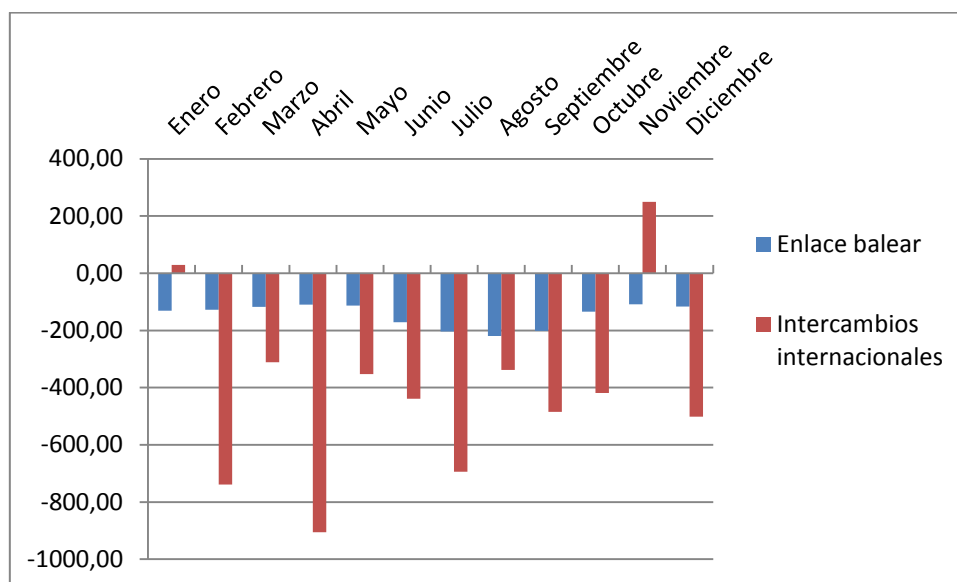
Gráfica 26: Promedio mensual de la cantidad de energía obtenida mediante cada tecnología durante 2014 (MWh)

La Gráfica 26 es una ampliación de la Gráfica 25 en detalle mes a mes. Se puede observar como la eólica durante varios meses es la principal tecnología de generación y como durante los meses donde es mínima es principalmente el carbón quien toma el relevo para suministrar esa energía que ahora la eólica no es capaz de proporcionar, algo que se ve más claro en la siguiente gráfica. Es en estos meses donde la generación por bombeo debería tomar el relevo para no emitir CO₂, pero según se comenta en este proyecto, la energía producida por esta tecnología es cada año menor.



Gráfica 27: Promedio de energía generada por el carbón y la eólica durante 2014 en MWh

En la Gráfica 27 se puede observar claramente como la relación entre la generación de eólica y la de carbón es casi proporcional, cuando una baja, la otra sube para suplir su carencia; una teoría que pese a no ser el objeto principal de este proyecto, se comentará más adelante mediante métodos más exhaustivos y precisos, pues el carbón es una de las principales tecnologías a sustituir y lo relacionado con las emisiones de CO₂ (de las que el carbón es el principal culpable).



Gráfica 28: Promedio mensual de MWh exportados/importados mediante intercambios internac. y el enlace balear

La Gráfica 28 incluye el enlace balear y los intercambios internacionales; ambos tienen por norma ser negativos, es decir, son exportaciones hacia territorios que compran energía del sistema de generación peninsular, balears en el caso del enlace balear y países como Francia, Portugal o Marruecos en el caso de los intercambios internacionales; el enlace balear requiere energía de forma más o menos constante con un considerable aumento (casi el doble) desde Junio a Septiembre, coincidiendo con la temporada alta del turismo en las Islas y por tanto mayores necesidades energéticas. En el caso de los intercambios internacionales, salvo en los meses de Noviembre y Enero, todos los meses concluyen de media con un saldo positivo hacia las exportaciones.

Anexo IV: Intercambios internacionales y eólica a nivel mundial

Para mejorar la seguridad del abastecimiento, flexibilizar la oferta, permitir la competencia y ofrecer al consumidor la posibilidad de elección de suministro eléctrico, las redes eléctricas de los distintos países están interconectadas. En el interior de la UE se consigue la cobertura total de la demanda gracias a los intercambios internacionales de energía eléctrica. Los principales países exportadores son Francia y Alemania como puede verse en la Tabla 10, mientras que los principales importadores son Italia y Holanda. [29]

Las interconexiones son el conjunto de líneas y subestaciones de sistemas eléctricos vecinos que permiten el intercambio de energía entre fronteras. Las interconexiones internacionales generan ventajas en los países conectados:

- Seguridad y continuidad de suministro. En caso de necesidad se produce el respaldo instantáneo entre sistemas próximos. Así pues cuando se produce una punta de demanda de energía eléctrica extraordinaria (una ola de frío por ejemplo), o cuando algunas centrales eléctricas están inoperativas temporalmente y no suministran energía al sistema, a través de las interconexiones se podría garantizar el abastecimiento.
- Aumento de la eficiencia de los sistemas interconectados. Diariamente se producen intercambios comerciales de energía a través de las interconexiones aprovechando las diferencias de precios entre los sistemas eléctricos. De esta forma se consigue que la energía fluya desde donde es más barata hacia donde es más cara.
- Aumento de la competencia entre países vecinos. Las importaciones de energía de otros países obligan a los agentes del propio país a ser más competitivos. Las interconexiones son fundamentales para la integración de los mercados de energía eléctrica. Este es el objetivo del Mercado Interior de la Electricidad en Europa (MIE), que busca integrar todos los mercados de la Unión Europea en uno.

Las interconexiones son fundamentales para la integración de los mercados de energía eléctrica. Este es el objetivo del Mercado Interior de la Electricidad en Europa (MIE), que busca integrar todos los mercados de la Unión Europea en uno.

El sistema eléctrico español está interconectado con el sistema portugués, formando el sistema eléctrico ibérico; con el sistema europeo, a través de la frontera con Francia; con el norte de África, a través de las interconexiones con Marruecos por el estrecho de Gibraltar. [29]

Para aprovechar estas ventajas cada país debe mantener una elevada capacidad de intercambio. La Unión Europea recomienda que la capacidad de intercambio sea un 10% de la capacidad de producción instalada en el país. En España actualmente se dispone de un 6% por la reciente ampliación de nuestra conexión con Francia, con la nueva línea en Santa Llogaia gestionada por INELFE y comentada en este proyecto.

	Importaciones	Exportaciones	Saldo
Albania (AL)	3.407	414	2.993
Alemania (DE)	38.894	74.588	-35.694
Austria (AT)	28.044	18.791	9.253
Bélgica (BE)	21.698	4.190	17.508
Bielorrusia (BY)	535	3.356	-2.821
Bosnia-Herzegovina (BA)	3.163	5.998	-2.835
Bulgaria (BG)	4.323	13.746	-9.423
Croacia (HR)	10.905	6.228	4.677
Dinamarca (DK)	12.785	9.801	2.984
Eslovaquia (SK)	12.964	11.861	1.103
Eslovenia (SI)	7.249	9.962	-2.713
España (ES)	12.308	15.481	-3.173
Estonia (EE)	3.712	6.530	-2.818
Finlandia (FI)	21.966	3.858	18.108
Francia (FR)	7.799	73.575	-65.776
FYROM (MK)	5.598	2.637	2.961
Gran Bretaña (GB)	23.169	3.704	19.465
Grecia (GR)	9.537	684	8.853
Holanda (NL)	32.853	17.899	14.954
Hungría (HU)	10.905	5.695	5.210
Irlanda (IE)	2.813	672	2.141
Irlanda del Norte (NI)	1.613	314	1.299
Italia (IT)	46.756	3.008	43.748
Letonia (LV)	5.338	3.023	2.315
Lituania (LT)	8.520	897	7.623
Luxemburgo (LU)	6.971	2.052	4.919
Marruecos (MA)	5.839	2	5.837
Moldavia (MD)	0	0	0
Montenegro (ME)	4.027	3.640	387
Noruega (NO)	6.148	20.879	-14.731
Polonia (PL)	13.509	11.341	2.168
Portugal (PT)	7.247	6.343	904
República Checa (CZ)	11.832	28.138	-16.306
Rumania (RO)	1.363	8.493	-7.130
Rusia (RU)	2.801	6.986	-4.185
Serbia (RS)	7.330	5.049	2.281
Suecia (SE)	16.148	32.513	-16.365
Suiza (CH)	28.116	32.439	-4.323
Turquía (TR)	5.300	1.977	3.323
Ucrania (UA)	2.589	685	1.904

[1] Intercambios entre bloques en interconexiones no inferiores a 100 kV.

Fuente: ENTSO-E, España REE.

Tabla 10: Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica en los países miembros de ENTSO-E y limítrofes. (GWh). Fuente: ENTO-E y REE

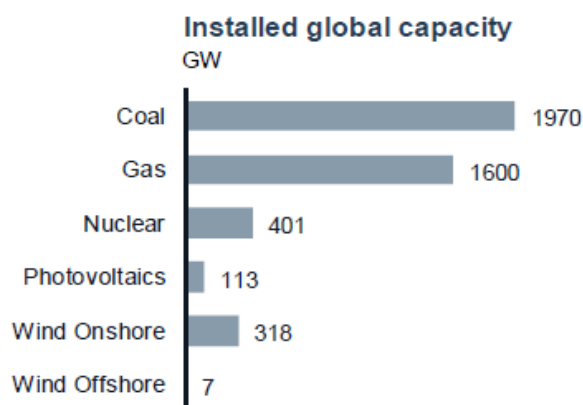


Figura 7: Potencia global instalada a 2013. Fuente: Siemens

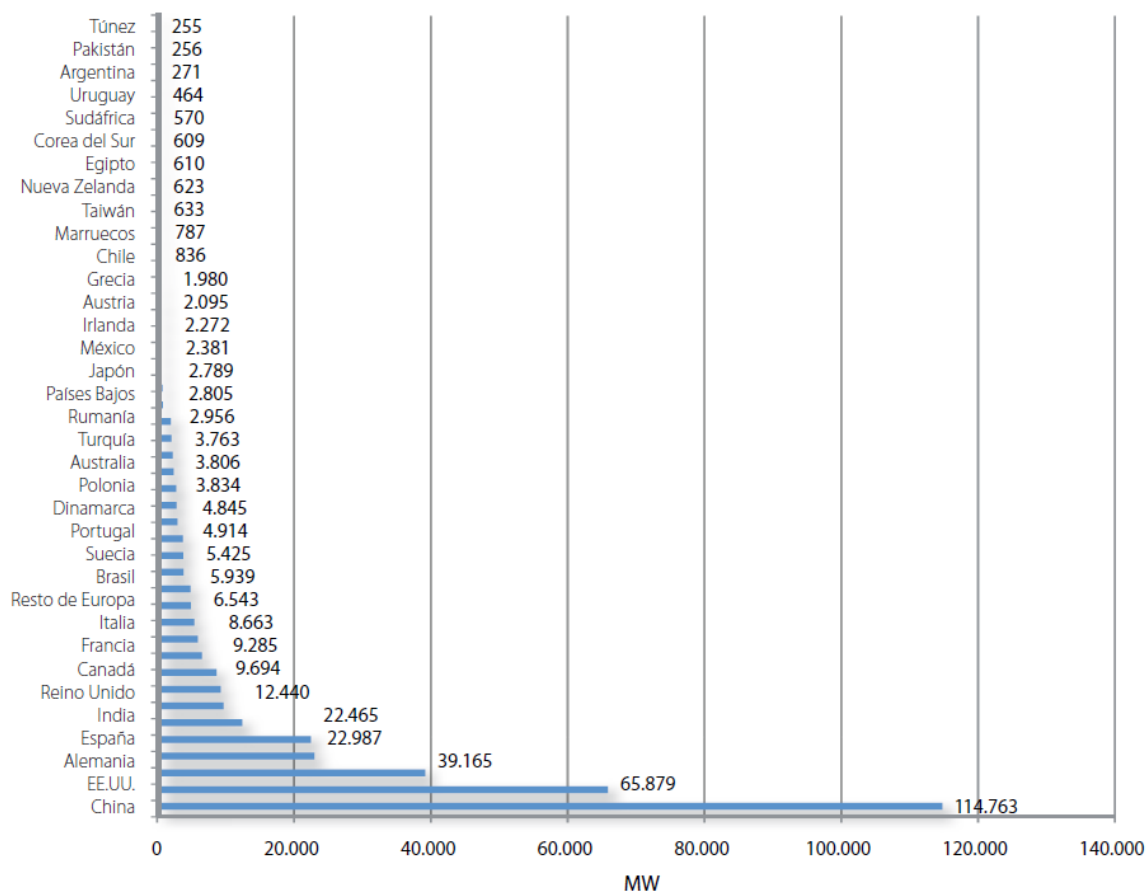


[1] Intercambios entre bloques en interconexiones no inferiores a 100 kV.
Fuente: ENTSO-E, España REE.

Ilustración 2: Mapa de intercambios internacionales físicos de energía eléctrica en los países miembros de ENTSO-E y limítrofes. (GWh). Fuente: ENTSO-E y REE

La eólica a nivel mundial

A nivel global la energía eólica batió un nuevo record durante el año pasado al instalarse un total de 51.477 MW en el mundo, lo cual es un aumento del 44% respecto al año anterior. De todos los MW instalados, el 45% correspondió a China, que acumula ya 115.000 MW. La potencia global acumulada es de 369.550MW, lo que satisface un 5% de la demanda mundial de electricidad.



Fuente: GWEC, EWEA y AEE

Gráfica 29: Potencia instalada acumulada por países a finales de 2014. Fuente: GWEC, EWEA y AEE

Anexo V: Cálculo de la estimación de pérdidas eólicas por incremento de planta

En este anexo se utiliza una interpolación estadística en base a la distribución Normal o función de Gauss para estimar las pérdidas por incremento de planta eólica, al considerar que es la que mejor se ajusta a la resolución del problema.

Incremento	100%	120%	140%	160%	180%	200%	220%	240%	260%	280%	300%
Pérdidas	1,02%	3,56%	5,34%	7,27%	9,31%	11,43%	13,61%	15,85%	18,14%	20,47%	22,85%
Sigma	2,318	1,804	1,613	1,456	1,322	1,204	1,098	1,001	0,910	0,825	0,744

Tabla 11: Estimación de pérdidas en caso de incremento de generación eólica.

Esta Tabla 11 que es la que se ha puesto en el apartado 7.3, se obtiene promediando los valores de sigma del límite superior e inferior siguientes:

Incremento	100%	120%	140%	160%	180%	200%	220%	240%	260%	280%	300%
Pérdidas	1,02%	4,68%	5,82%	7,17%	8,75%	10,58%	12,66%	15,02%	17,65%	20,56%	23,73%
Sigma	2,318	1,677	1,570	1,463	1,356	1,249	1,142	1,036	0,929	0,822	0,715
Ponderación	0,000	0,641	0,748	0,855	0,962	1,069	1,175	1,282	1,389	1,496	1,603

Tabla 12: Límite superior

El límite superior se obtiene multiplicando el incremento de planta (1,1 hasta 3) por el error típico de la correlación entre la potencia eólica y la demanda por cuatrimestres (3132 MWh), y dividiendo por la potencia eólica media anual (5.862 MWh). El valor resultante se resta de la sigma de las pérdidas actuales para obtener el nuevo valor de sigma, que se transforma según la tabla de la distribución Normal (Tabla 14) para obtener las pérdidas debidas al incremento.

Por ejemplo para el 200%:

$$\frac{2 * 3132}{5862} = 1,069$$

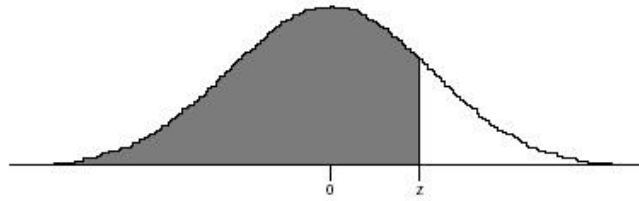
$$2,318 - 1,069 = 1,249$$

Buscando 1,249 en la tabla, se observa que corresponde a un 10,58% de pérdidas.

Incremento	100%	120%	140%	160%	180%	200%	220%	240%	260%	280%	300%
Pérdidas	1,02%	2,67%	4,89%	7,37%	9,89%	12,32%	14,60%	16,71%	18,63%	20,39%	21,99%
Sigma	2,318	1,932	1,656	1,449	1,288	1,159	1,054	0,966	0,892	0,828	0,773

Tabla 13: Límite inferior

El límite inferior se obtiene directamente dividiendo la sigma de las pérdidas actuales (100% de planta) por el incremento de planta sucesivo (entre 1,1 y 3). Y se transforma mediante la normal como en el caso del límite superior.



Normal Deviate z	.00	.01	.02	.03	.04	.05	.06	.07	.08	.09
-4.0	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000
-3.9	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000
-3.8	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000
-3.7	.0001	.0001	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000
-3.6	.0002	.0002	.0001	.0001	.0001	.0001	.0001	.0001	.0001	.0001
-3.5	.0002	.0002	.0002	.0002	.0002	.0002	.0002	.0002	.0002	.0002
-3.4	.0003	.0003	.0003	.0003	.0003	.0003	.0003	.0003	.0003	.0002
-3.3	.0005	.0005	.0005	.0004	.0004	.0004	.0004	.0004	.0004	.0003
-3.2	.0007	.0007	.0006	.0006	.0006	.0006	.0006	.0005	.0005	.0005
-3.1	.0010	.0009	.0009	.0009	.0008	.0008	.0008	.0008	.0007	.0007
-3.0	.0013	.0013	.0013	.0012	.0012	.0011	.0011	.0011	.0010	.0010
-2.9	.0019	.0018	.0018	.0017	.0016	.0016	.0015	.0015	.0014	.0014
-2.8	.0026	.0025	.0024	.0023	.0023	.0022	.0021	.0021	.0020	.0019
-2.7	.0035	.0034	.0033	.0032	.0031	.0030	.0029	.0028	.0027	.0026
-2.6	.0047	.0045	.0044	.0043	.0041	.0040	.0039	.0038	.0037	.0036
-2.5	.0062	.0060	.0059	.0057	.0055	.0054	.0052	.0051	.0049	.0048
-2.4	.0082	.0080	.0078	.0075	.0073	.0071	.0069	.0068	.0066	.0064
-2.3	.0107	.0104	.0102	.0099	.0096	.0094	.0091	.0089	.0087	.0084
-2.2	.0139	.0136	.0132	.0129	.0125	.0122	.0119	.0116	.0113	.0110
-2.1	.0179	.0174	.0170	.0166	.0162	.0158	.0154	.0150	.0146	.0143
-2.0	.0228	.0222	.0217	.0212	.0207	.0202	.0197	.0192	.0188	.0183
-1.9	.0287	.0281	.0274	.0268	.0262	.0256	.0250	.0244	.0239	.0233
-1.8	.0359	.0351	.0344	.0336	.0329	.0322	.0314	.0307	.0301	.0294
-1.7	.0446	.0436	.0427	.0418	.0409	.0401	.0392	.0384	.0375	.0367
-1.6	.0548	.0537	.0526	.0516	.0505	.0495	.0485	.0475	.0465	.0455
-1.5	.0668	.0655	.0643	.0630	.0618	.0606	.0594	.0582	.0571	.0559
-1.4	.0808	.0793	.0778	.0764	.0749	.0735	.0721	.0708	.0694	.0681
-1.3	.0968	.0951	.0934	.0918	.0901	.0885	.0869	.0853	.0838	.0823
-1.2	.1151	.1131	.1112	.1093	.1075	.1056	.1038	.1020	.1003	.0985
-1.1	.1357	.1335	.1314	.1292	.1271	.1251	.1230	.1210	.1190	.1170
-1.0	.1587	.1562	.1539	.1515	.1492	.1469	.1446	.1423	.1401	.1379
-.9	.1841	.1814	.1788	.1762	.1736	.1711	.1685	.1660	.1635	.1611
-.8	.2119	.2090	.2061	.2033	.2005	.1977	.1949	.1922	.1894	.1867
-.7	.2420	.2389	.2358	.2327	.2296	.2266	.2236	.2206	.2177	.2148
-.6	.2743	.2709	.2676	.2643	.2611	.2578	.2546	.2514	.2483	.2451
-.5	.3085	.3050	.3015	.2981	.2946	.2912	.2877	.2843	.2810	.2776
-.4	.3446	.3409	.3372	.3336	.3300	.3264	.3228	.3192	.3156	.3121
-.3	.3821	.3783	.3745	.3707	.3669	.3632	.3594	.3557	.3520	.3483

Tabla 14: Tabla de la distribución Normal

Anexo VI: Proyectos de almacenamiento de energía a nivel español

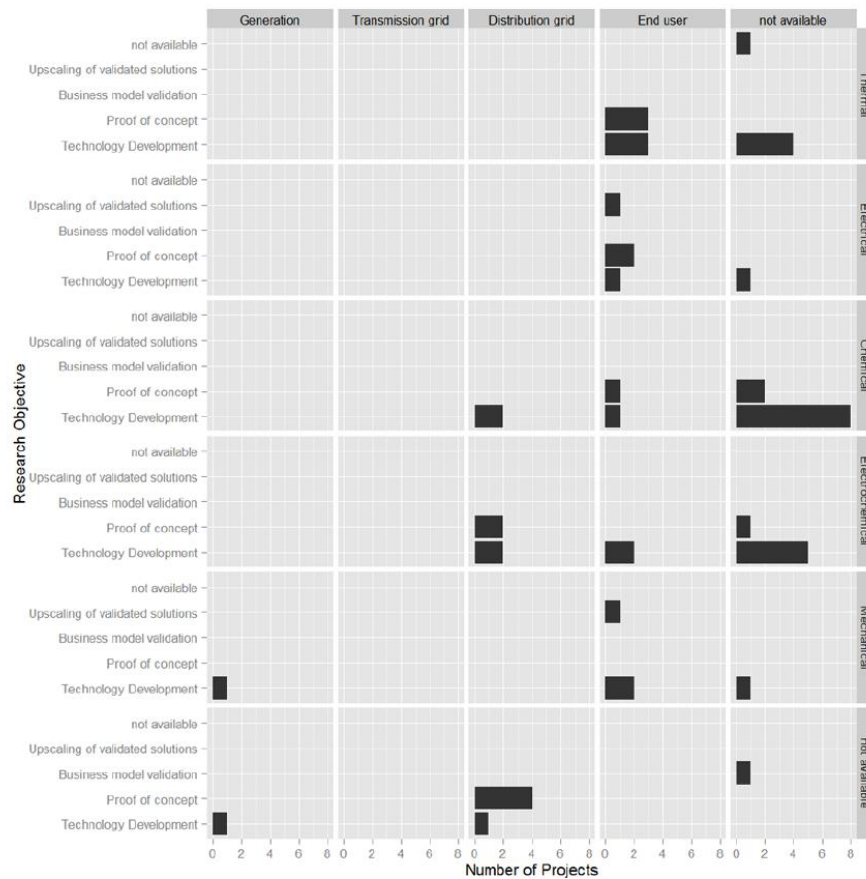


Ilustración 3: Número de proyectos de almacenamiento en España de acuerdo al tipo de tecnología, nivel de conexión y nivel de disponibilidad. Fuente: GRID+ y EEGI.

Los niveles de separación de la red en los que hay proyectos (el eje superior de la Ilustración 3), se pueden explicar de la siguiente manera:

1. Generación – Se refiere al almacenamiento en el lugar mismo de la generación, normalmente en grandes cantidades.
2. Transmisión – Se trata de soluciones de acumulación a gran escala que sirven de apoyo a la red de transmisión.
3. Distribución – Se refiere a soluciones de almacenamiento más distribuidas que ayuden a la red de distribución. Como por ejemplo una subestación o el tratamiento energético de un vecindario.
4. Usuario final – Se trata de la opción más dispersa, integrando unidades pequeñas a nivel individual del usuario final.
5. No disponible – Es información sobre el número de proyectos (los más fundamentales) que funcionan a varios niveles o que desarrollan temas que son aplicables a más de un nivel.

Anexo VII: El Mercado Interior de la Energía

Para el desarrollo de una política energética europea (Libro Verde de la Energía), uno de los objetivos prioritarios en materia de energía eléctrica en la Unión Europea es la consecución del Mercado Interior de la Electricidad, en adelante MIE, en todo el territorio de la Unión, basado en los principios de libre circulación y libre competencia, tal como se pone en evidencia en la Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 26 de junio de 2003 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. [29]

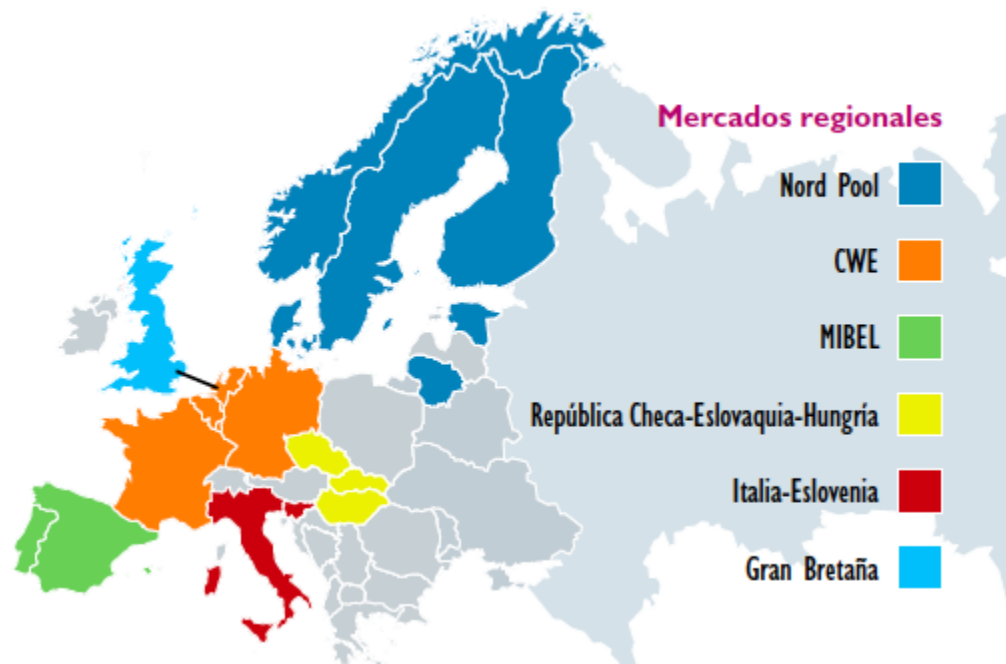


Figura 8: Mercados regionales europeos. Fuente [29]-www.ree.es

El objetivo que persigue el MIE es la integración del conjunto de los mercados de energía eléctrica que existen a día de hoy en la Unión Europea. En esta consecución las interconexiones eléctricas internacionales juegan un papel muy importante que ya se ha adelantado en el capítulo anterior.

Como primer paso para integrar los diferentes mercados energéticos nacionales en un mercado único europeo, se comenzaron a desarrollar distintos mercados regionales en Europa. A continuación, en la figura 5.1, se muestran geográficamente cada uno de ellos: Nord Pool (Suecia, Noruega, Finlandia, Dinamarca, Estonia y Letonia), CWE (Francia, Alemania, Holanda, Bélgica y Luxemburgo), MIBEL (España y Portugal), República Checa-Eslovaquia-Hungría, Italia-Eslovenia y Gran Bretaña.

Mercado diario

El mercado diario a diferencia de los contratos bilaterales físicos, es un mercado organizado, es decir su funcionamiento está sujeto a unas normas reglamentadas de acuerdo a lo dispuesto en la Ley 54/1997 (Ley del sector eléctrico). El operador de mercado (OMIE) es la figura, creada a partir de la citada ley, para llevar a cabo la gestión económica del mismo y garantizar que las contrataciones resultantes del mercado se realicen con transparencia, objetividad e independencia. [29]

El mercado diario se celebra el día anterior a la entrega de la energía. En este mercado participan agentes vendedores (productores, importadores, intermediarios...) y agentes compradores (consumidores directos, comercializadores, exportadores, otros intermediarios...) que presentan ofertas de venta y compra de energía respectivamente al operador del mercado (OMIE) para cada una de las 24 horas del día siguiente.

Las ofertas de venta de energía pueden ser simples o incorporar condiciones complejas.

Las ofertas simples son ofertas económicas de venta de energía que los vendedores presentan para cada hora del día y para cada unidad de producción (grupo generador), especificando una cantidad de energía y un precio para la misma. Las ofertas que incorporan condiciones complejas cumplen los mismos requisitos de las simples y además incorporan condiciones de carácter técnico o económico. [29]

Las condiciones complejas son de carácter económico y técnico, y son las siguientes:

- Gradiente de carga: establece la diferencia máxima entre la potencia inicio hora y la potencia final de hora de la unidad de producción. Esto limita la máxima energía a casar en esa hora en función de la energía casada en las horas anterior y posterior. El objetivo de esta condición es evitar cambios bruscos en la producción que las unidades no pueden hacer técnicamente.
- Indivisibilidad: Fija en el primer tramo de cada hora un valor mínimo de funcionamiento.
- Ingresos mínimos: permite la realización de ofertas en todas las horas, pero respetando que la unidad de producción no participe en el resultado de la casación del día, si no se obtiene para el conjunto de su producción del día, un ingreso superior a una cantidad fija en euros más una cantidad variable por MWh casado.

Con estas ofertas el operador del mercado (OMIE) construye las curvas de compra y venta de energía. Las ofertas presentadas al mercado diario por los agentes vendedores para cada una de las horas del día siguiente, son ordenadas por precio ascendente, resultando así la curva de oferta del mercado para cada hora. Las ofertas presentadas al mercado diario por los agentes compradores para cada una de las horas del día siguiente, son ordenadas por precio descendente, resultando así la curva de demanda del mercado para cada hora. Posteriormente se identifican las ofertas que serán compromisos firmes de entrega de energía (denominadas ofertas casadas), es decir, por la aplicación de las condiciones complejas de las unidades de venta, algunas unidades resultarían eliminadas de la casación por no cumplir dichas condiciones. Finalmente del cruce de ambas curvas se obtiene el precio de la energía para cada una de las 24 horas del día siguiente. También se obtiene el programa de producción horario para cada una de las unidades de producción cuyas ofertas han resultado casadas, recibe el nombre de Programa Base de Casación, en adelante PBC. [29]

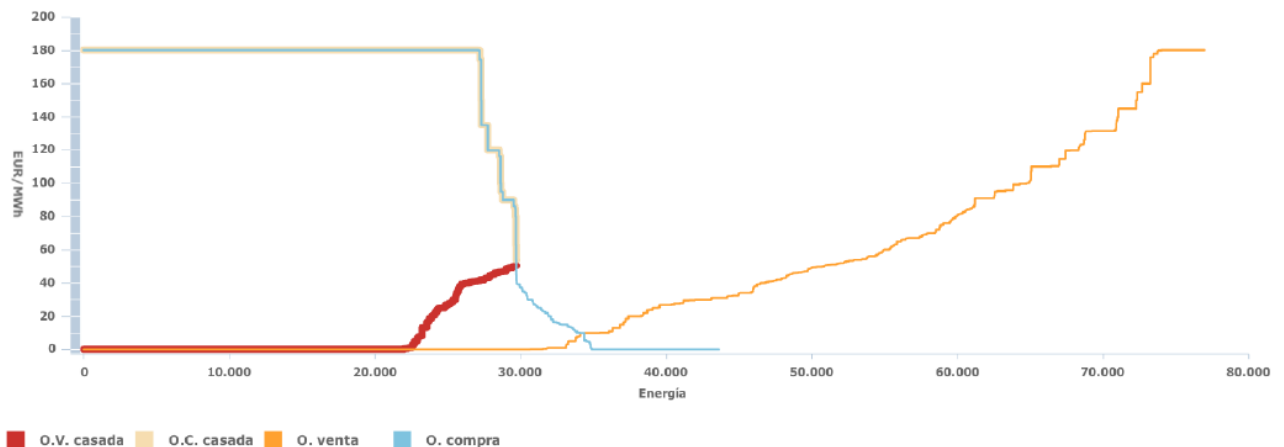


Figura 9: Ejemplo de determinación del precio del mercado diario. Fuente: [29] - OMIE

La Figura 9 muestra un ejemplo de las casaciones de oferta y demanda que lleva a cabo diariamente el operador del mercado para cada hora del día siguiente (en este caso, la casación realizada el día 27 de Diciembre de 2012 para la hora 21 del día 28 de Diciembre de 2012 – publicada en su página web). La curva naranja, “O. venta”, representa la curva de oferta resultante sin aplicar condición compleja alguna y la curva azul, “O. Compra”, representa la curva de demanda. Del cruce de ambas resultaría el precio del mercado de ambas.

Una vez aplicadas las condiciones complejas, algunas unidades resultarían eliminadas de la casación, dando lugar a la curva roja, “O.V. casada”. Del cruce de esta última con la curva azul, se obtendría el precio final del mercado diario. Se puede observar, que en este caso, se produce una disminución del volumen de energía casada y un incremento del precio de casación, con respecto al resultado de la casación con ofertas simples.

Por su parte, los sujetos titulares de unidades afectas a contratos bilaterales físicos comunican al operador del sistema sus programas de generación y consumo. A partir del PBC y de los contratos bilaterales físicos el Operador del Sistema determina el denominado Programa Base de Funcionamiento, en adelante PBF.

El Operador del Sistema a continuación estudia la viabilidad del PBF para garantizar con el cumplimiento de los criterios de seguridad del sistema, estableciendo los límites de seguridad que se deberán cumplir en las siguientes sesiones de mercado. A este proceso se le denomina resolución de restricciones técnicas. [29]

Servicios de ajuste del sistema eléctrico español

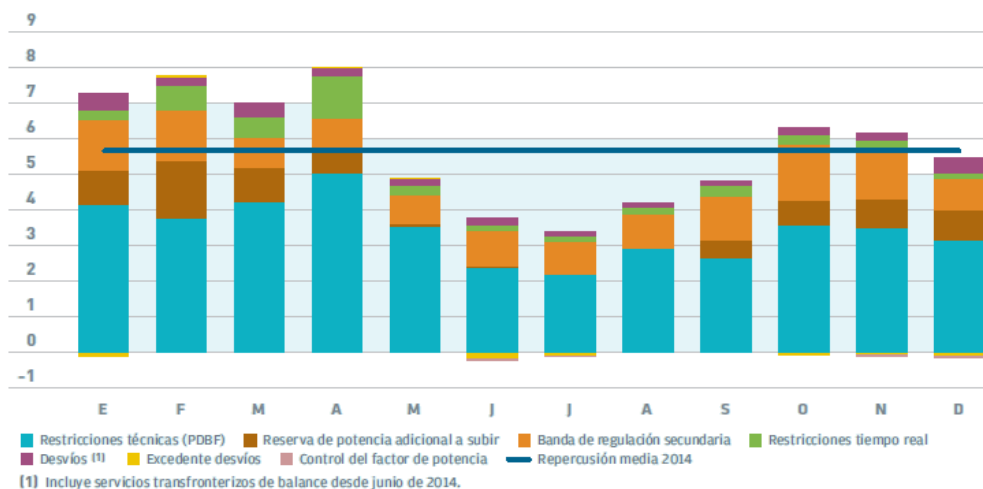


Tabla 15: Repercusión en los precios de los servicios de ajustes del sistema (€/MWh). Fuente REE

Los mercados de servicios de ajustes del sistema conforman un conjunto de mecanismos de carácter competitivo que son gestionados por el operador del sistema, Red Eléctrica de España. Estos servicios tienen por finalidad adaptar los programas de producción resultantes de la contratación bilateral física y de los mercados diario e intradiario para garantizar el cumplimiento de las condiciones de calidad y seguridad requeridas para el suministro de energía eléctrica. [29]

De acuerdo con lo establecido en el artículo 2 del Real Decreto 2019/1997, modificado por el Real Decreto 134/2010 de 12 de Febrero y en el Artículo 13 del Real Decreto 2019/1997, modificado por el Real Decreto 1544/2011, de 31 de Octubre, los servicios de ajuste del sistema son:

- Resolución de restricciones por garantía de suministro.
- Resolución de restricciones técnicas.
- Servicios complementarios:
 - o Reserva de potencia adicional a subir.
 - o Regulación frecuencia-potencia (regulación primaria, secundaria y terciaria).
 - o Control de tensión de la Red de Transporte.
 - o Reposición de servicio.
- Proceso de gestión de desvíos.

Los servicios de ajuste tienen diferentes horizontes temporales de aplicación:

- Horizonte diario:
 - o Resolución de restricciones técnicas y por garantía de suministro en los programas diarios de producción.
 - o Reserva de potencia adicional a subir.
 - o Asignación de banda de regulación secundaria.
 - Horizonte intradiario: Resolución de restricciones técnicas en el horizonte intradiario.
 - Tiempo real:
 - o Uso de la regulación secundaria, terciaria y gestión de desvíos.
 - o Resolución de restricciones en tiempo real.
- o Variación de consignas de tensión en tiempo real.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	%14/13
Mercado diario	36,39	18,77	27,90	27,26	43,18	51,92	49,09	50,70	59,90	56,84	48,57	49,31	43,46	-6,0
Mercado intradiario	-0,08	-0,12	-0,07	-0,06	0,00	-0,03	-0,04	-0,02	0,03	-0,02	-0,01	-0,01	-0,04	-37,4
Servicios de ajuste del sistema	7,20	7,79	7,03	8,00	4,88	3,56	3,30	4,20	4,82	6,28	6,07	5,36	5,69	1,6
Restricciones técnicas (PDBF)	4,11	3,75	4,20	4,99	3,52	2,36	2,14	2,87	2,62	3,54	3,47	3,12	3,38	19,5
Reserva de potencia adicional a subir	0,96	1,62	0,95	0,64	0,07	0,01	0,00	0,01	0,48	0,71	0,80	0,85	0,59	-19,8
Banda de regulación secundaria	1,44	1,42	0,87	0,93	0,81	1,02	0,93	0,99	1,25	1,55	1,38	0,89	1,12	-23,2
Restricciones tiempo real	0,29	0,69	0,58	1,17	0,26	0,15	0,16	0,19	0,30	0,30	0,27	0,16	0,37	-19,8
Desvíos (1)	0,50	0,23	0,42	0,26	0,21	0,22	0,17	0,14	0,16	0,22	0,23	0,45	0,27	-10,8
Excedente desvíos	-0,10	0,08	0,01	0,01	0,01	-0,13	-0,04	0,00	0,01	-0,04	-0,01	-0,04	-0,02	-120,90
Control del factor de potencia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,07	-0,06	0,00	0,00	0,00	-0,07	-0,07	-0,02	-
Pagos por capacidad	7,00	6,89	5,46	5,29	5,14	6,14	7,17	4,47	5,23	5,09	5,58	7,06	5,90	-2,38
Precio final 2014	50,51	33,33	40,32	40,49	53,20	61,59	59,52	59,35	69,98	68,19	60,21	61,72	55,01	-4,8
Precio final 2013	65,50	59,06	41,58	32,30	54,62	53,35	62,43	57,66	61,32	65,08	56,13	81,67	57,79	

Nota: Los precios están calculados con las últimas liquidaciones disponibles del Operador del sistema.

(1) Incluye la liquidación de los servicios transfronterizos de balance implantados en Junio 2014.

Tabla 16: Precio del mercado diario y los componentes que se le suman para llegar al precio final. €/MWh. Fuente REE

Anexo VIII: Redes Neuronales Artificiales (RNA) con MATLAB y modelización de los casos de estudio del proyecto

Las redes neuronales artificiales son una técnica de aprendizaje y procesamiento automático inspirada en el funcionamiento del cerebro humano; se emplean en el reconocimiento de señales, simulación de sistemas biológicos y en el análisis de datos, que es la parte que nos interesa a nosotros. Podemos definir las redes neuronales artificiales como una estructura de procesamiento paralelo masivo constituida por unas unidades muy sencillas (denominadas neuronas), que tienen la capacidad de almacenar conocimiento experimental y ponerla a disposición para su uso.

Las redes neuronales artificiales se asemejan a las redes neuronales biológicas en varios aspectos:

1. Las neuronas son elementos complejos y altamente interconectados (aunque las neuronas artificiales son mucho más simples).
2. Las conexiones entre las neuronas determinan la función de la red. Estas conexiones, conocidas como pesos (pesos sinápticos), se utilizan para almacenar el conocimiento adquirido.
3. El conocimiento es adquirido a partir de su entorno mediante un proceso de aprendizaje.

Arquitectura

La arquitectura (o topología) de la red hace referencia a la disposición de las neuronas en la red. Las neuronas se organizan formando capas, de modo que la red neuronal puede consistir en una o más capas de neuronas.

Cada neurona recibe un conjunto de entradas multiplicadas por su interconexión (peso), que son sumadas y operadas por una función de transferencia (o función de activación) antes de transmitirse a la siguiente capa o como salida de la red.

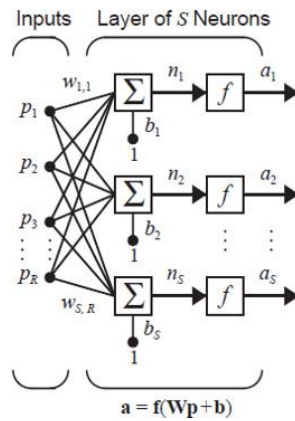


Figura 10: Ejemplo de red neuronal. Fuente: Mathworks

La figura muestra una red con una única capa, R elementos de entrada y S neuronas.

La capa que contiene las salidas de la red se conoce como *capa de salida* y el resto de capas como *capas ocultas*.

Es habitual clasificarlas por su arquitectura. Así nos encontramos con:

- Redes con propagación hacia adelante (Feed-Forward).
- Redes con retropropagación o propagación hacia atrás (Backpropagation).

Aprendizaje

En numerosas ocasiones, se suelen también clasificar en función del tipo de aprendizaje que realizan. Así, distinguimos entre:

- *Aprendizaje supervisado*, donde un conjunto conocido de datos de entrada-salida se utiliza para iterativamente ajustar los pesos de la red.
- *Aprendizaje no supervisado*, en donde únicamente se disponen de datos de entrada y una función de coste a minimizar.
- *Aprendizaje reforzado*, situado a medio camino entre el aprendizaje supervisado y no supervisado. En este aprendizaje la información proporcionada a la red es mínima, limitándose a indicar si la respuesta de la red es correcta o incorrecta.

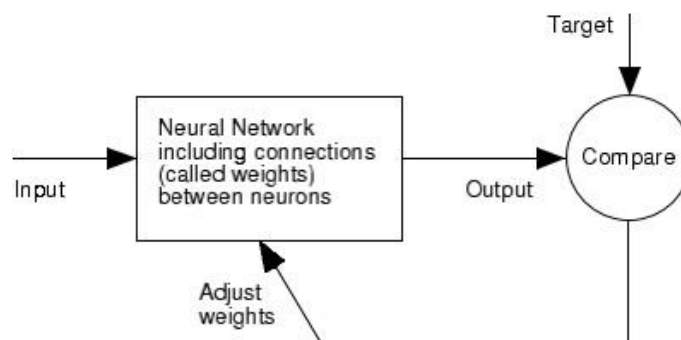


Figura 11: Proceso de ajuste de pesos en el aprendizaje supervisado. Fuente: Mathworks

Aplicaciones

Estas redes han sido y son ampliamente utilizadas en muchos campos: aeroespacial (e.g. pilotos automáticos, simulaciones de trayectorias de vuelo, detección de fallo de componentes), automoción (e.g. sistemas de guiado automático, controladores, análisis de la garantía), finanzas (e.g. lectores automáticos de cheques, solicitudes de crédito, detección de fraude, calificación de bonos), defensa (e.g. seguimiento de objetos, reconocimiento facial, eliminación de ruido), medicina (e.g. análisis de células cancerígenas, diseño de prótesis, análisis de electroencefalografía y electrocardiograma), telecomunicaciones (e.g. reconocimiento y compresión de voz, compresión de imágenes, traducción en tiempo real de un idioma), etc. Básicamente la RNA es un aproximador general de funciones no lineales, se adapta a los problemas multi-dimensionales una vez se le proporcionan datos y suficientes neuronas en su capa oculta, tantas como datos a estudiar.

Caso de estudio del proyecto

Para este proyecto se ha elegido un modelo de red NARX (Nonlinear Autoregressive Exogenous Model – Modelo exógeno autoregresivo no lineal). La elección se ha basado en criterios lógicos.

Las redes NARX son redes dinámicas recurrentes, con conexiones feedback que engloban varias capas de la red. Está basado en el modelo lineal ARX, comúnmente usado en modelado de series temporales.

La ecuación que define a un modelo NARX es:

$$y(t) = f(y(t-1), y(t-2), \dots, y(t-n_y), u(t-1), u(t-2), \dots, u(t-n_u))$$

Donde el próximo valor de la señal dependiente $y(t)$ es devuelto a valores previos de la señal de salida y de la variable independiente exógena de entrada. Se puede implementar usando una red neural anticipativa (feedforward) para aproximar la función f . El diagrama de la red resultante se muestra en la figura siguiente, donde una red de dos capas es usada para la aproximación. Esta implementación también sirve para los modelos vectoriales ARX, donde su entrada y salida pueden ser multidimensionales.

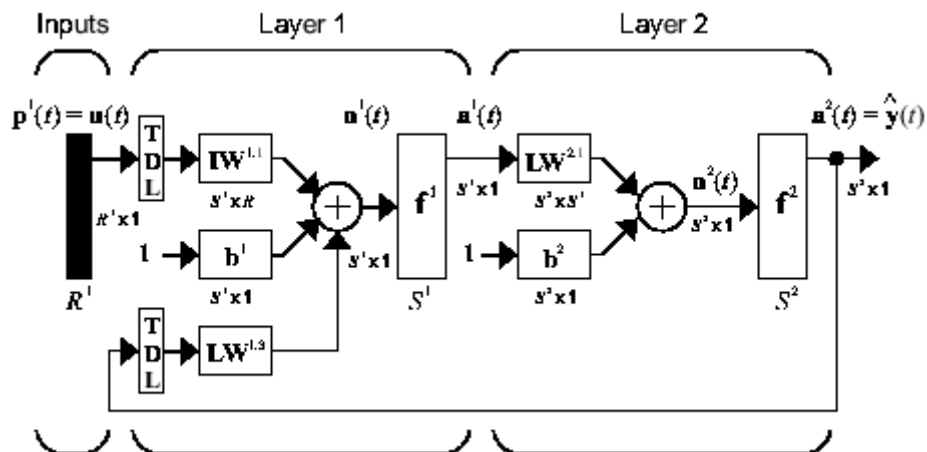


Figura 12: Esquema final de la red NARX. Fuente: Mathworks

Hay muchas aplicaciones para las redes NARX. Pueden ser usadas para predecir valores futuros, aunque también pueden usarse para hacer filtrados no lineales en el cual la salida se trate de una versión “sin ruido” de la variable de entrada.

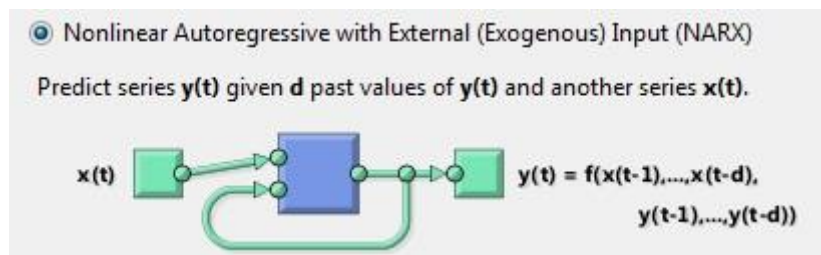


Figura 13: Red NARX en el toolbox de Matlab

Por tanto y resumiendo, la red NARX seleccionada, como muestra la Figura 13, la usaremos para predecir la serie $y(t)$ (variable objetivo) dados “ d ” valores anteriores de $y(t)$ y otra serie $x(t)$ como entrada (exógena).

Modelización de la red

Una vez determinado el tipo de red a usar, hay que modelarla, para ello, hay que elegir los datos con los que se va a entrenar a la red.

Los datos a estudiar se han elegido de forma que la red consiga la mayor eficacia y menor error. Tras muchas pruebas, se han elegido como **inputs**:

- MW de generación de eólica
- Hora del día a la que corresponde la generación antes escrita de 0 a 23
- Día de la semana del 0 al 6 al que corresponde el valor
- Mes del año al que corresponde la muestra de 1 a 12.

Como variable objetivo u **output**:

- los €/MWh de precio medio ponderado del mercado diario

Las series de datos de MW de generación y los €/MWh son los datos horarios correspondientes a cada una de las horas del año 2014 desde el 1 de Enero hasta el 31 de Diciembre (8760 valores).

Cuando se empezó este proyecto en Diciembre de 2014, se recopilaban los datos de la página web www.ree.es de Red Eléctrica de España. Había que extraer los datos día a día en intervalos de 10 minutos, por lo que fue un largo trabajo el copiar los datos de toda la generación del año. Una vez hecho esto, fue necesario promediar para sacar la producción hora a hora, y que así correspondiera con los valores de precios hora a hora sacados de la página web www.esios.ree.es, también de Red Eléctrica de España. Sin embargo es interesante destacar que una nueva versión de la página web de ESIOS permite la visualización y descarga cómoda a Excel de los datos de los años 2014 en adelante, tanto de generación como de precios, lo que simplificará mucho la etapa de recopilación de datos para futuros proyectos y pruebas.

Una vez obtenidos todas las variables y datos necesarios, es importante resaltar que al tratarse de datos de magnitudes diferentes, es altamente recomendable homogeneizar los valores de dichas variables para poder trabajar con ellos de forma óptima y minimizar los errores, sino, los errores se disparan y pueden hacer al modelo inexacto, de hecho las propias redes neuronales de Matlab poseen comandos para normalizar los valores de entrada, pero en este proyecto se ha optado por una normalización matemática realizada a mano para poder así controlar la mayor parte del proceso y adquirir un más profundo entendimiento.

Normalización de los valores

La normalización de valores numéricos es uno de los pasos comunes a las principales técnicas de evaluación multicriterio, existiendo en la actualidad varios procedimientos distintos para llevar a cabo la normalización. En general se entiende que la normalización es la operación mediante la cual un conjunto de valores de una determinada magnitud son transformados en otros, de tal suerte que estos últimos pertenezcan a una escala predeterminada.

Después de múltiples pruebas y análisis para considerar qué método usar, en este proyecto se ha optado por el procedimiento:

$$v_i = \frac{a_i}{\max a_i}$$

Este procedimiento responde a una linealización pura y conserva la proporcionalidad; su intervalo es]0,1] y como aspecto negativo se puede decir que tiene tendencia a la concentración de valores; pero por otra parte es un método rápido y eficaz que conlleva menor cantidad de errores a la hora de hacer la desnormalización debido a su menor cantidad de factores influyentes.

Entradas y target de la red

Una vez hecha la normalización de los valores de los precios y de la energía generada por la eólica (u otra tecnología), se introduce el valor de la generación como entrada (Input), $x(t)$, y el objetivo (Target), $y(t)$, será el precio medio diario ponderado; en definitiva lo que interesa es saber cómo afectan las eólica y demás tecnologías al precio .

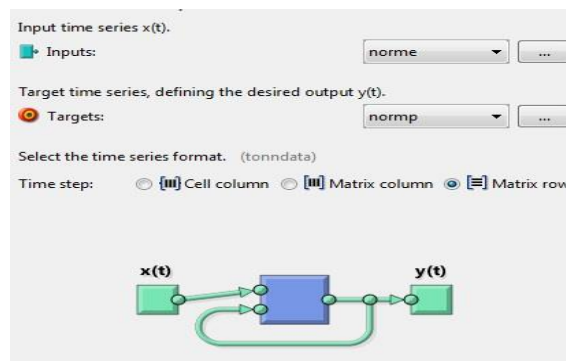


Figura 14: Esquema de entradas/objetivos de la red

Entrenamiento de la red

Para el entrenamiento de la red se usan los datos de las series temporales de precios y generación de 2014 comentados anteriormente (dos matrices de 8760×1). Para definir los parámetros óptimos con los que definir a la red se ha recurrido al ensayo de prueba y error. Después de muchas pruebas, se comprobó que al contrario de lo que se pueda pensar, un menor error a la hora de entrenar la red no significaba un menor error a la hora de comprobar los resultados de dicha red. Es por ello que hubo que entrenar la red varias veces hasta dar con un óptimo empírico calculado en base a la diferencia con el precio real.

Número óptimo de neuronas en la capa oculta: Si bien cada neurona adicional aportará mayor capacidad explicativa a la red, esta aportación será cada vez menor hasta llegar a un punto en que la capacidad explicativa del modelo no se ve afectada con la inclusión de nuevas neuronas; pasado dicho punto, un exceso de neuronas puede llevar a un sobre-entrenamiento de la red, lo que llevaría a un exceso de cálculo, y errores, lo que a la postre sería tan malo como si se configurara la red con pocas neuronas. Los experimentos realizados revelaron que el número óptimo de neuronas de la capa oculta estaría situado en torno a 8. Teniendo en cuenta los vectores con que se han realizado los entrenamientos (8760), este número de neuronas parece razonable.

Valor óptimo de retardos en la capa oculta: Los retardos o delays, son la anticipación con la que se desea que la red haga la predicción de los datos. El valor del retardo (delays) máximo que admite el entrenamiento de la red es 100, tras muchas pruebas empíricas, se demostró que el retardo apenas influía en el resultado de la red con la que se ha trabajado por lo que optó por coger el mínimo número posible (1), esto es, se empieza a entrenar la red con los valores a partir del segundo valor de la serie temporal; más tarde se comprobó este valor con el comando de configuración de Matlab de condiciones iniciales de redes neuronales “*preparets*”, y demostró ser óptimo.

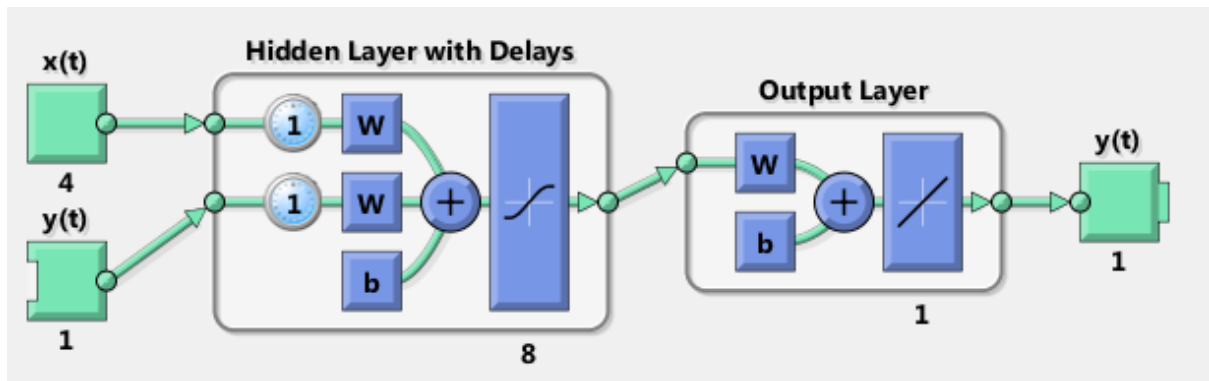


Figura 15: Representación de la red con los valores seleccionados de neuronas y delays

Una vez definidas las neuronas y los retardos, hay que definir el % de valores de los vectores de datos que se usarán para entrenar la red y cuantos para validarla; los valores que se dedican al “testeo” son irrelevantes pues son valores que no influyen en el entrenamiento de la red, simplemente sirven como comprobación independiente del error del entrenamiento de la red.



Figura 16: Valores de entrenamiento, validación y testeo de la red para sus 8760 pasos

La calidad del entrenamiento de la red depende del MSE (Mean Squared Error) entre el target y la salida de la red, por lo que la red no termina de “entrenar” y es válida hasta que el error es inferior a un valor óptimo dado.

La red normalmente entrena con el algoritmo de propagación hacia atrás Levenberg-Marquardt, o Damped Least-Squares (DLS). Este algoritmo suele usarse para resolver problemas no-lineales de mínimos cuadrados.

Cada vez que la red neuronal es entrenada, puede resultar en una solución diferente debido a que sus pesos, valores de sesgo iniciales y divisiones de datos varían de un entrenamiento a otro. Como resultado, en este proyecto se ha reentrenado la red neuronal varias veces hasta asegurarse que el resultado es óptimo en cuanto a exactitud.

Resultado del entrenamiento de la red

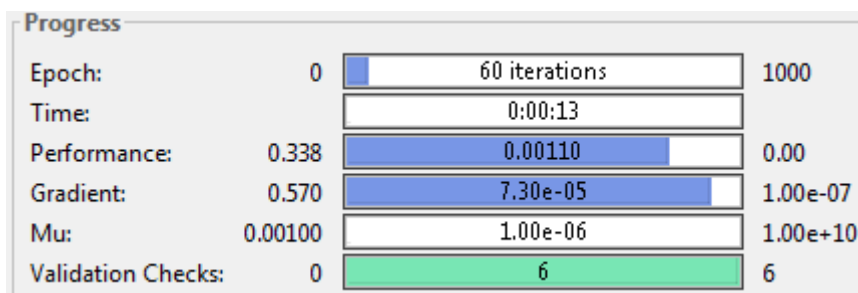


Figura 17: Proceso de entrenamiento de la red

Para el entrenamiento de la red han hecho falta 60 iteraciones hasta conseguir que el resultado de comparar los valores predichos con el real, obtenga un error cuadrático medio inferior a 1×10^{-3} , como se puede ver en la Figura 18, este error ha sido incluso menor.

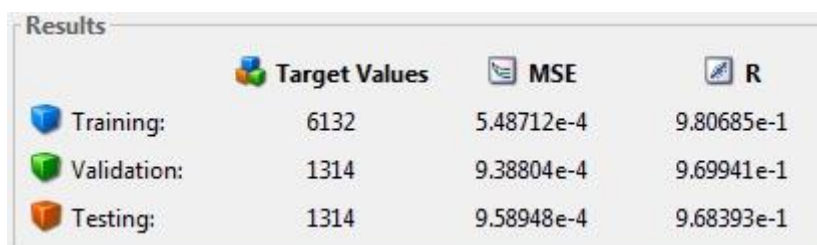
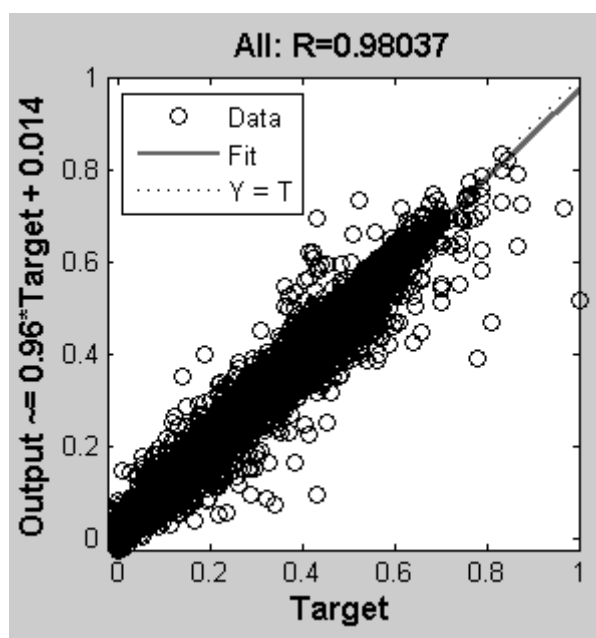


Figura 18: Resultados del entrenamiento de la red



Gráfica 30: Recta de regresión del entrenamiento de la red

Como puede verse en la Gráfica 30, la correlación de la red entre los precios y la generación es muy buena, lo que significará que esta estimará los valores con poco margen de error.

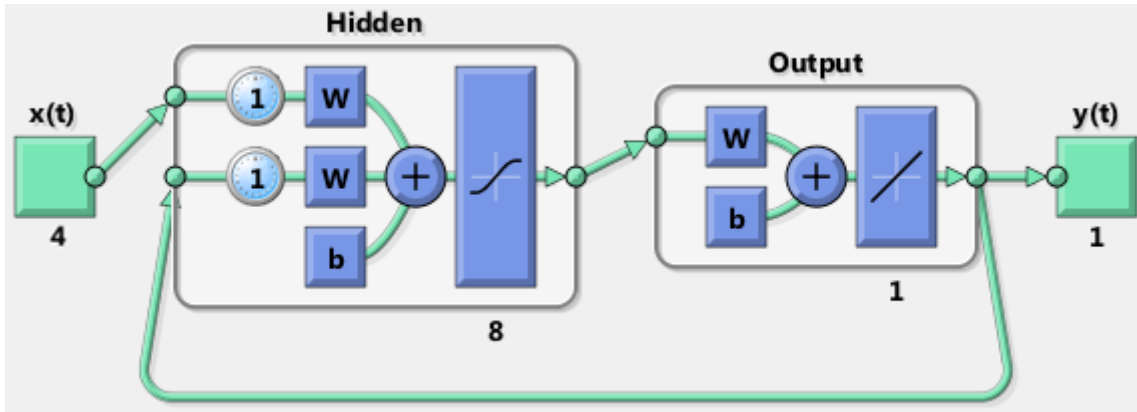


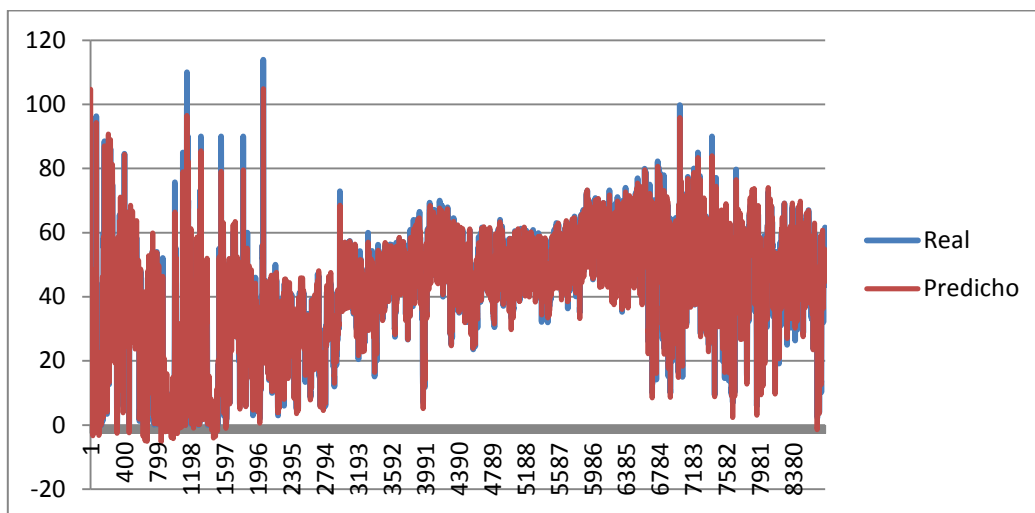
Figura 19: La red neuronal con lazo cerrado

La red se probó con lazo cerrado de realimentación y sus resultados no fueron tan buenos como con lazo abierto (con $y(t)$).

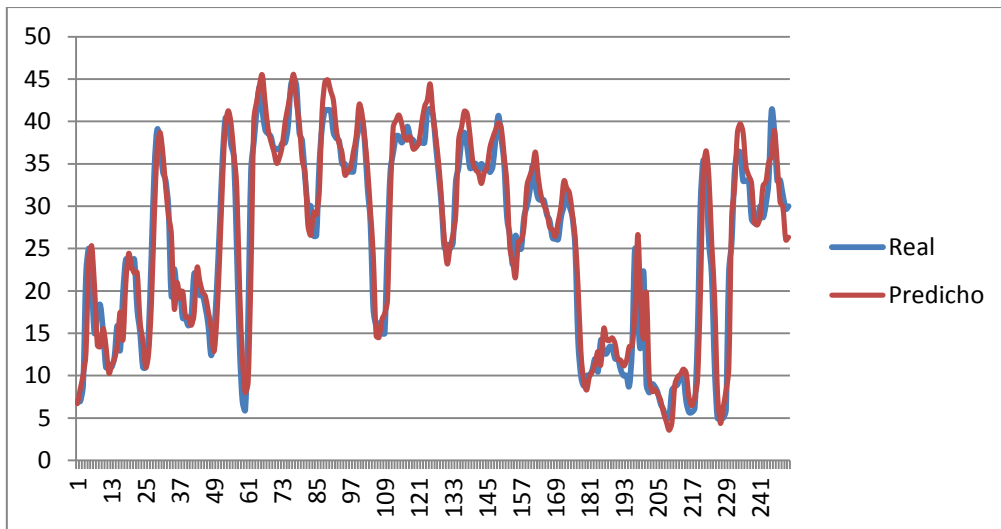
Una vez entrenada la red, le introducimos los valores de eólica y precios de 2014 para ver como de buena es la predicción de la misma.

Resultado de la red

De los resultados de la red, hay que descartar el primer valor pues este valor es cuasi aleatorio debido a que se empezó a predecir a partir del segundo (por el tema de los delays comentado en el apartado del entrenamiento de la red, si se hubieran seleccionado 100 delays, habría que haber empezado a utilizar datos de la variable de salida a partir del valor 101).



Gráfica 31: Comparativa de los precios reales y los predichos a lo largo de todas las horas de 2014



Gráfica 32: Muestra significativa del resultado de los precios obtenidos de la red frente a los reales

Una vez visto el buen resultado para los datos entrenados, es hora de probar la red para los casos de estudio.

A su vez, también se estudia la posibilidad de predecir los valores de 2015 con la red obtenida para comprobar su validez.

Para la realización de los cálculos una vez creada la red, ha sido necesaria la programación de varias macros y funciones en Matlab para la obtención, modificación y adecuación de los datos a la hora de que estos se introdujeran en el sistema. El código y funciones necesarias para esto no se incluyen en este proyecto pues no tiene valor académico ni práctico más allá de nuestro caso de estudio y ocupa todo ello un elevado número de páginas.

Anexo IX: Consideraciones para la estimación de la eólica de posible implantación en España y realización de los casos de estudio del proyecto

Estimación de la eólica posible a implantar en España

En este caso, se hace un pequeño estudio de la eólica que se podría llegar a instalar en España aparte de los casi 23.000 MW presentes actualmente. Aquí se resume, pero el estudio más en profundidad para offshore está en el Anexo X.

Según los datos, un 16% del territorio español es óptimo para instalar parques eólicos, hechos los cálculos y consideraciones generales, el potencial eólico disponible para instalar onshore es de unos 35 GW, contando los que ya están instalados; con lo que se podrían llegar a instalar aproximadamente otros 12 GW más (35 GW menos los casi 23 GW ya instalados), sin salir de las zonas donde el promedio de vientos anuales es mayor o igual a 7.5 m/s. [14]

En el caso de la eólica Offshore, como ya se vio en el Anexo X; el PER [14] y un informe de la junta de Andalucía [7], calculan que se podría llegar a instalar en el litoral español aproximadamente unos 8.500 MW en zonas óptimas donde los vientos tuvieran también medias mayores o iguales a 7.5 m/s. Hay que tener en cuenta que esta cifra no considera la posibilidad de parques eólicos offshore en aguas profundas, solo los que se podrían poner por encima de los 50m de profundidad como se explica detalladamente en el anexo anteriormente citado.

Para los cálculos necesarios en el proyecto hay que considerar una cuestión muy importante y es que los datos de generación con los que trabajamos son los MW entregados a la red hora a hora por los molinos. Si se quiere calcular cuanta energía entregaría la nueva eólica, que se ha estimado que se podría instalar, no se puede hacer directamente sumando, hay que considerar los MW estimados con el número de horas equivalentes de funcionamiento anuales; que en cada caso varía.

En el caso de la eólica onshore el promedio de las horas equivalentes de funcionamiento es 2500 h/año. En el caso de la offshore son 3300 h/año, es mayor debido a que el recurso eólico marino tiene una mayor frecuencia, intensidad y laminaridad así como una menor disponibilidad técnica de las instalaciones.

Por tanto podemos considerar como aproximación que la potencia entregada cada hora por dicho aumento de eólica estimada sería de:

$$12000 \text{ MW} * \frac{2500 \frac{\text{hfunc}}{\text{año}}}{8760 \frac{\text{h}}{\text{año}}} + 8500 \text{ MW} * \frac{3300 \frac{\text{hfunc}}{\text{año}}}{8760 \frac{\text{h}}{\text{año}}} = 6616 \text{ MW}$$

Con lo que al valor de la potencia dada hora a hora por la eólica se estima que se le podría sumar de media **6616** MW.

Anexo X: Análisis de la eólica offshore

La modalidad de renovable que presenta más potencial a medio-largo plazo, sin contar la hidráulica y la eólica onshore (en tierra), que siguen siendo las más óptimas actualmente en términos generales), es la eólica offshore (en las costas/agua).

Desde un punto de vista racional, no se debe construir ningún plan energético solo teniendo en cuenta los costes de producción, sino tener en cuenta los costes y beneficios del suministro energético a la economía y a la sociedad en su conjunto.

Las diferencias entre la eólica onshore y offshore según palabras de Jan Rabe, vicepresidente de estrategia global de Siemens de la división de Energía Eólica, “Los mejores (en términos de velocidad de viento) lugares para la eólica en tierra han alcanzado actualmente la línea de paridad (i.e., sus costes directos de generación son menores que el coste medio del sistema) y dentro de poco lo harán los sitios con menos densidad de potencial eólico”.

La eólica offshore actualmente dobla los costes de la onshore; probablemente será siempre más cara debido a que al tratarse del mar todo es más complicado y eso encarece el sistema. Sin embargo teniendo en cuenta que los mejores parques de onshore ya han sido construidos o están cercanos al límite de instalación, la eólica offshore dispone de unas ventajas a tener en cuenta; por ejemplo, los parques offshore no están sujetos a las limitaciones de espacio de los construidos en tierra, lo que permitirá poner más molinos y más grandes, algo a tener muy en cuenta en países densamente poblados. Otro ejemplo sería que, según datos de la UNESCO, actualmente el 40% de la población mundial vive a menos de 100 Km de la costa y para 2025 el 75% de vivirá en las costas o a menos de 200 Km del litoral [5], lo que repercutirá en líneas de transmisión más cortas y por tanto más baratas (en contraste con la eólica en tierra donde las zonas ventosas suelen estar bastante alejadas de las grandes masas poblacionales). Por último y no por ello menos importante, un mayor régimen de velocidad de los vientos y de forma más constante en el mar, aseguran una operación a plena carga de los molinos; lo que repercutirá en una mayor estabilidad de la red, menores irregularidades en el suministro, menos costes operativos y, lo que también es muy importante, una menor proporción de centrales de generación tradicionales como apoyo a la eólica para cuando no sopla viento; actualmente la proporción está en el 88%, por cada 1000 MW de eólica tiene que haber 880 MW de gas (normalmente).

En la actualidad Siemens es, la empresa líder en Europa en eólica Offshore; cerca de un 60% de los molinos instalados de éste tipo en Europa son suyos, según datos de 2012, y durante ese año el 74% de los contratos se hicieron con molinos de Siemens [1]. Por detrás tiene competidores de la talla de Vestas con 28% del total instalado y que durante 2012 no instaló ningún parque nuevo de este tipo; luego hay otras compañías como Gamesa, Mitsubishi o REpower que están probando molinos nuevos y mejoras con las que seguir ampliando su cuota de mercado así como llevar la eólica offshore al próximo nivel. En el campo altamente tecnológico de la generación de energía por medios renovables, se depende mucho del i+D y del “*timing*”, que viene a ser, que llegue una empresa al mercado con un producto mejor antes que sus competidores y que suponga una mejora sustancial, así se lleva el mercado al acaparar las contrataciones.

En la Eólica onshore lo que ha servido en gran parte para afianzar aún más a de Siemens, fue su salida al mercado, hace unos años, de molinos de viento offshore de 6 MW que suponían una mejora considerable respecto a los de la competencia.

Si bien hay que destacar el caso de Gamesa pues a finales de 2015 tienen prevista la instalación, en el puerto de Arinaga (Gran Canaria), de un nuevo aerogenerador offshore de 8 MW para su certificación y pruebas, después de haber estado varios años trabajando y probando uno de 4 MW; Sin embargo, este de 8 MW es de un tamaño bastante inferior al proyecto Azimut de la compañía (en asociación con otras como Iberdrola, Acciona y Alstom) que trataría de un generador de 15 MW.



Figura 20: Mapa eólico de España, velocidad media anual a 80m de altura. Fuente: IDAE

Se puede observar a simple vista en la Figura 20 como la media de vientos en España es muy superior en las costas que en tierra. La media de vientos salvo en las zonas de Alicante, Castellón, Barcelona y Palma de Mallorca, es igual o mayor a 6.5-7.5 m/s siendo muy superior (≥ 10 m/s) en zonas del estrecho, Girona, Almería y Coruña. Esto redundaría en lo ya comentado: mayor potencia producida por el generador durante una mayor cantidad de horas del año.

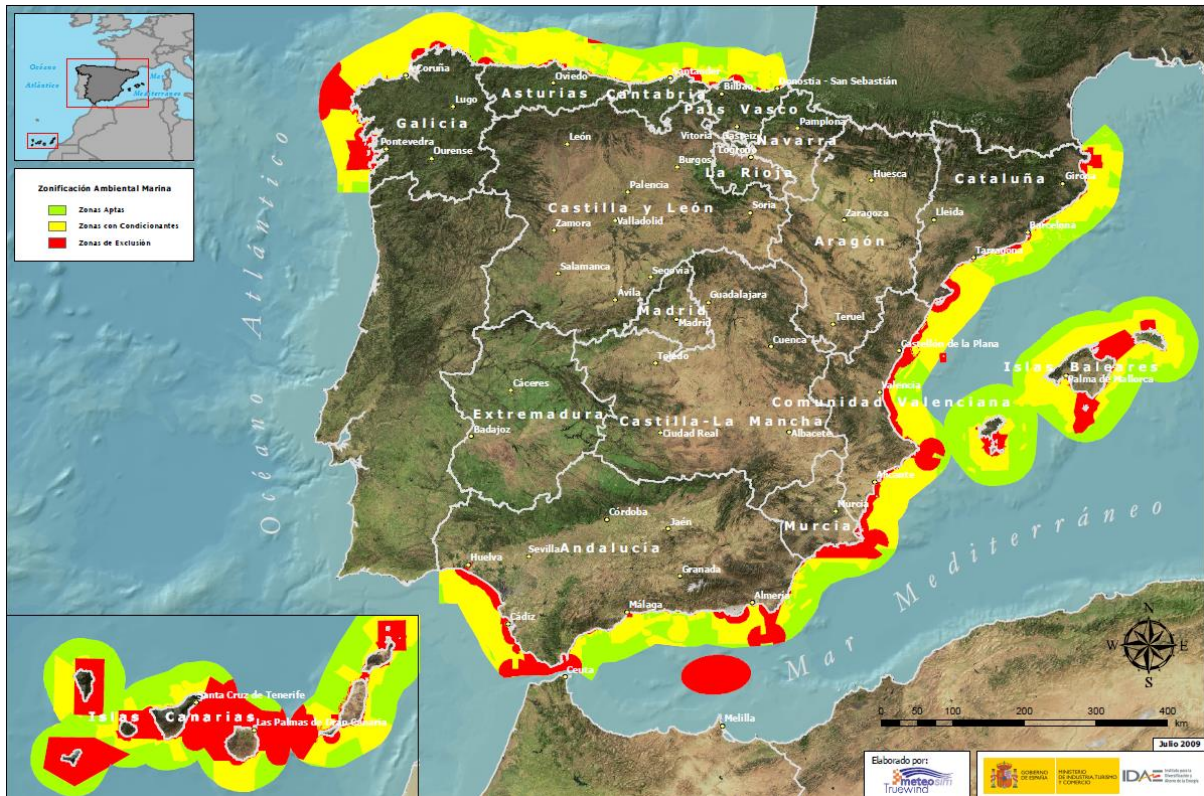


Figura 21: Zonificación ambiental marina para parques eólicos en España. Fuente: IDAE

Sin embargo, hay que tener cuidado a la hora de proyectar un futuro parque offshore puesto que hay muchos factores a tener en cuenta. En 2009 el ministerio de Medio ambiente y el de industria aprobaron la zonificación definitiva del “Estudio estratégico ambiental del litoral español” realizada según el grado de afección de los potenciales parques eólicos marinos, mayores de 50 MW, en cada área del litoral, en materia socio-económica y medioambiental, a escala general de planificación. El resultado de dicho estudio es el mostrado en la Figura 21.

Para evaluar la superficie útil disponible para la instalación de parques eólicos marinos, se tuvieron en cuenta tanto aspectos medioambientales como técnicos:

- Consideraciones medioambientales: zonificación del “Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español” (EEAL) para la implantación de parques eólicos marinos.
- Consideraciones técnicas: profundidades marinas (batimetría) adecuadas a la situación actual de la tecnología eólica marina.
- Consideraciones económicas: disponibilidad de recurso eólico suficiente para que puedan implantarse parques eólicos marinos, considerando la mayor inversión y gastos de explotación asociados frente a los parques eólicos en tierra.

El Informe de Sostenibilidad Ambiental y Estudio Estratégico Ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos en su página 32 contempla:

“4.2.6. Paisaje: Es importante considerar la percepción que se puede tener a efectos de alteración del paisaje sobre la visibilidad de los parques eólicos marinos desde la costa. Se entiende por paisaje cualquier parte del territorio, tal como es percibida por las poblaciones, cuyo carácter resulta de la acción de factores naturales y/o humanos y de sus interrelaciones (Art.2 del Convenio Europeo del Paisaje). Dada la curvatura del horizonte y la óptica del entorno marino, estos efectos pueden llegar a ser mínimos, pero no por ello deben ser despreciados para su análisis”.

“Asimismo, determinadas actividades turísticas realizadas en el medio marino podrían verse afectadas por la presencia en el paisaje de parques eólicos marinos.”

“Para el caso y tomando como base el estudio estratégico medioambiental se tiene como limitante una banda de 8 kilómetros de distancia paralela a la costa”.

La zonificación ambiental resultante se ajusta al siguiente código de colores que se observa en la leyenda:

- Color rojo: “zonas de exclusión”, en las que se detectó incompatibilidad entre la existencia de parques eólicos marinos (mayores de 50 MW) y los usos o actividades ya establecidos.
- Color amarillo: “zonas aptas con condicionantes”, donde el desarrollo de parques eólicos marinos está condicionado, a falta de mayor información de detalle.
- Color verde: “zonas aptas”, en las que no se detectó incompatibilidad, en términos de planificación estratégica.

Cabe resaltar que la aptitud ambiental definitiva de la implantación eólica marina en las zonas clasificadas como “aptas” y “aptas con condicionantes” se habría de determinar para cada proyecto específico, tras los necesarios estudios de detalle. [6]

	Zonificación EEAL	
	Superficie útil (km ²)	Superficie (%)
Aptas	84.666	36,8
Condicionadas	89.759	39,0
Excluidas	55.889	24,3
Total	230.313	100

Tabla 17: Superficie desglosada según tipo de zonificación EEAL. Fuente: IDAE

Por tanto, a priori, la superficie disponible para la implantación de parques eólicos sería de un 75% del litoral Español, como puede verse en la Tabla 17. Hay que tener en cuenta que la superficie condicionada requeriría de estudios específicos en cada proyecto para comprobar su viabilidad medioambiental.

Además de las consideraciones socio-económicas y medioambientales, las zonas útiles para la ubicación de parques eólicos marinos también se ven limitadas por razones técnicas, especialmente debido a la necesidad de implantar un parque eólico marino a bajas profundidades, hasta que la incipiente tecnología de anclaje de aerogeneradores en aguas profundas madure.

En este sentido, si bien en octubre de 2009 se puso en marcha en Noruega el primer prototipo de aerogeneradores en aguas profundas (a 220m, de 2,3 MW), la totalidad de los parques eólicos marinos comerciales en servicio en el mundo, y de los proyectos eólicos marinos en España, se refieren a profundidades batimétricas menores de 50 m. Por lo tanto, con el estado de la tecnología actual, se considera que los parques que se pongan en España en marcha, se implanten en profundidades menores de 50 m. [8]

Imponiendo esta restricción técnica, las zonas marinas del litoral con profundidades adecuadas disminuyen su superficie de manera muy considerable.

Zonificación EEAL + filtrado batimetría (cotas por encima de -50 m)		
	Superficie útil (km ²)	Superficie (%)
Aptas	512	2,7
Condicionadas	6.110	32,5
Excluidas	12.159	64,7
Total	18.782	100

Tabla 18: Superficie desglosada según batimetría de la zonificación EEAL. Fuente: IDAE

Al aplicar el filtrado técnico por batimetría, la superficie útil comprendida a profundidades menores de 50m se reduce hasta un 8,15% de la extensión inicial, distribuyéndose las zonas en los Km que cumplen con la batimetría como aparece en la Tabla 18; esto se debe a que el litoral español se caracteriza por grandes profundidades a poca distancia de la costa.

Se observa que la reducción de superficie es muy desigual, perjudicando especialmente a las zonas aptas y condicionadas, pues el porcentaje de la superficie clasificada como “zonas de exclusión” se eleva desde un 24,3%, sin consideraciones de profundidades marinas, hasta representar el 64,7% del área total disponible, teniendo en cuenta las limitaciones por batimetría. El motivo fundamental es que las restricciones ambientales se encuentran mayoritariamente en las zonas más cercanas a la costa, que lógicamente son las que concentran las zonas hábiles por la limitación de batimetría.

Cabe resaltar que el Estudio estratégico ambiental del litoral establece como zona de exclusión, para parques eólicos marinos mayores de 50 MW, la banda batimétrica del dominio público marítimo-terrestre comprendida entre la bajamar y la cota de -10 m, fundamentalmente para evitar afecciones significativas a la dinámica litoral. En este sentido, la superficie útil comprendida entre la bajamar y la cota batimétrica de 10 m de profundidad, aproximadamente representaría 3.200 km². [8]

Velocidad (m/s)	Superficie (km ²)	Superficie (%)
<4,0	369	0,21
4,0-4,5	319	0,18
4,5-5,0	577	0,33
5,0-5,5	3.319	1,90
5,5-6,0	12.707	7,29
6,0-6,5	29.889	17,14
6,5-7,0	26.351	15,11
7,0-7,5	29.344	16,82
7,5-8,0	28.169	16,15
8,0-8,5	13.652	7,83
8,5-9,0	10.517	6,03
9,0-9,5	10.264	5,88
9,5-10,0	6.617	3,79
>10,0	2.331	1,34
Total	174.425	100
>7,5	71.551	41,02

Tabla 19: Distribución por rango de velocidad del viento a 80m de altura de la superficie marina de España de las zonas "Aptas" y "Aptas con condicionantes". Fuente: IDAE

Si bien cabe hacer otro filtrado y es el que se puede ver en la Tabla 19; aquí el % del litoral de las zonas "Aptas" y "Aptas con condicionantes" se distribuye según su rango de velocidades de viento.

Como referencia del recurso eólico marino mínimo necesario en un emplazamiento marino, podría utilizarse una velocidad media anual de 7,5 m/s a 80 m de altura, ya que se considera que los emplazamientos marinos con una velocidad de viento medio anual inferior a 7,5 m/s a 80 m –altura de buje estimada para un aerogenerador marino– harán que sea inviable técnica y económicamente, un proyecto eólico marino en esa zona. Se estima que dicha velocidad media podría suponer del orden de 2.650 horas equivalentes de funcionamiento neto, considerando la curva de potencia tipo descrita en la tabla 5 y unas pérdidas globales entre el 15% y el 20%.

En este sentido, únicamente un 41%, alrededor de 72.000 km², de la superficie marina en España no excluida en el "Estudio estratégico ambiental del litoral" podría disponer de unos niveles de viento mínimamente suficientes para plantearse inicialmente la implantación de proyectos eólicos marinos, incluyendo zonas de aguas profundas; siempre considerando la incertidumbre asociada a la metodología empleada en la evaluación del recurso eólico y a la evolución tecnológica del sector.

Tras el filtrado por velocidades y por batimetría, solo quedaría disponible un 1.6% de la superficie inicial del estudio, lo que equivale a unos 3500 Km², de los cuales solo 1400 Km² corresponderían a zonas "aptas" y "aptas con condicionantes".

Las zonas consideradas más adecuadas en términos batimétricos y de recurso eólico serían:



Ilustración 4: Zonas EEAL filtradas por recurso eólico y batimetría. Litoral Cantábrico-Mediterráneo-Canario. Fuente:IDAE

- En el litoral cantábrico: costas de la provincia de La Coruña, bajo la influencia de los frentes atlánticos.
- En el litoral atlántico sur: costas occidentales de la provincia de Cádiz (Bahía de Cádiz, Cabo de Trafalgar y Estrecho de Gibraltar hasta Punta Tarifa).
- En el litoral mediterráneo: costas orientales de la provincia de Cádiz; costas de la provincia de Almería (Cabo de Gata y costas de Punta Entinas y Punta de los Baños); costas septentrionales del Delta del Ebro en la provincia de Tarragona; costas de la provincia de Gerona (Cabo de Creus e Islas Medas).
- En el litoral del archipiélago canario: en general, en las costas sudorientales y noroccidentales de las islas de Fuerteventura, Gran Canaria, Tenerife, La Gomera, y zonas puntuales en Lanzarote y La Palma.

	Zonificación EEAL parques marinos		+ Filtrado batimetría (cotas por encima de -50 m)		+ Filtrado recurso eólico ($v \geq 7,5$ m/s, a 80 m de altura)	
	Superficie litoral (km ²)	S (%)	Superficie restante (km ²)	S (%)	Superficie restante (km ²)	S (%)
Zonas "aptas"	84.666	36,8	512	2,7	31	0,9
Zonas "aptas con condicionantes"	89.759	39,0	6.110	32,5	1.381	39,1
Zonas "de exclusión"	55.889	24,3	12.159	64,7	2.116	60,0
Total litoral español	230.313					
Superficie "apta" para filtrados	174.425		6.623		1.412	
% "apta" resp. superficie total	75,73		2,88		0,61	

Tabla 20: Resumen desglosado de las EEAL y los filtrados por batimetría y recurso eólico. Fuente IDAE

En la Tabla 20 se puede observar un resumen de lo explicado anteriormente, como la superficie disponible va disminuyendo a medida que vamos teniendo en cuenta los factores más importantes.

Estos resultados limitan sobremanera el desarrollo de la eólica marina en el litoral español, a pesar de las aparentemente extensas zonas disponibles en el dominio público marítimo-terrestre: alrededor de 23 millones de hectáreas en la franja de 24 millas, con unos 4.830 km de costa en la península y otros 3.049 km de costa en los sistemas insulares y extra-peninsulares (según datos del IGN en su “Atlas nacional de España”).

Resta por considerar una última hipótesis imprescindible –y de gran relevancia– en el cálculo del potencial eólico marino disponible en términos de potencia: el número de aerogeneradores y la potencia unitaria de los mismos que razonablemente puedan ubicarse en cada unidad de superficie con potencial suficiente. No se trata de un valor estable en el tiempo. No obstante, una buena estimación puede obtenerse del ratio medio de aprovechamiento marino, del orden de 6 MW/km², asociado a la treintena de proyectos eólicos reales en España a finales de 2009, presentados al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, por una potencia global conjunta superior a los 7.500 MW (varios en concurrencia, y algunos ubicados en zonas de exclusión). [8]

Aplicando este ratio medio de ocupación, el potencial eólico marino en el litoral español, en las zonas clasificadas como “aptas” y “aptas con condicionantes” por el “Estudio estratégico ambiental del litoral” (para la implantación de parques eólicos marinos, con potencia superior a los 50 MW), en las mencionadas condiciones batimétricas y de disponibilidad de recurso eólico suficiente, sería de unos 8.500 MW (y de unos 5.000 MW para emplazamientos con velocidades medias anuales de viento superiores a los 8 m/s, a 80 m de altura).

Aparte de lo anterior, algunos de los principales problemas de la eólica marina en España, que evitan que haya un fuerte avance en su implantación, son:

1. La falta de regulación nacional que establezca el procedimiento de zonas medioambientalmente viables así como los permisos de construcción para los parques eólicos marinos.
2. Costes elevados debido a la “juventud” de la tecnología respecto a otras con más años en el mercado así como la inexistencia de un marco retributivo estable que aporte rentabilidad a los proyectos.
3. Un grado de infraestructuras inferior al necesario, que abarataría los costes de ejecución de grandes proyectos.

Actualmente, solo el tiempo que se tardaría en tramitar un parque eólico marino se estima en 7 años. [7]



Figura 22: Representación de un aerogenerador marino de 3 MW con una altura de 150 m. Fuente:[7]

Otro aspecto que ha de tenerse muy en cuenta es el impacto visual que ejercen los molinos en la costa, lo que suele conllevar un fuerte rechazo por parte de la población local y que para que prosperen han de ser negociados y dialogados con las diferentes partes. Éste impacto se tiene en cuenta en el análisis medioambiental que establece que la distancia mínima a la costa es de 8 Km. Una ilustración del impacto visual que puede verse representada en la Figura 22.

El impacto sonoro en el caso de la eólica marina es casi inexistente, algo que si es a tener en cuenta en la eólica en tierra.

De todos los sitios más óptimos para colocar un parque offshore considerando lo anterior sería en Canarias, principalmente porque de las zonas anteriormente consideradas como “más adecuadas”, es la única que en donde no se ha dado una oposición firme de la población y cuenta con una política energética que favorece la utilización de energías renovables que le ayudarán a su extrema independencia energética del exterior. Y es que hay que tener en cuenta el rechazo de la población a estos parques, en lugares como Cádiz, Galicia y el Delta del Ebro diversos grupos ecologistas y de sectores económicos y sociales han mostrado su rechazo a parques eólicos en su costa por el impacto en el entorno natural, tráfico marítimo, pesca o turismo.

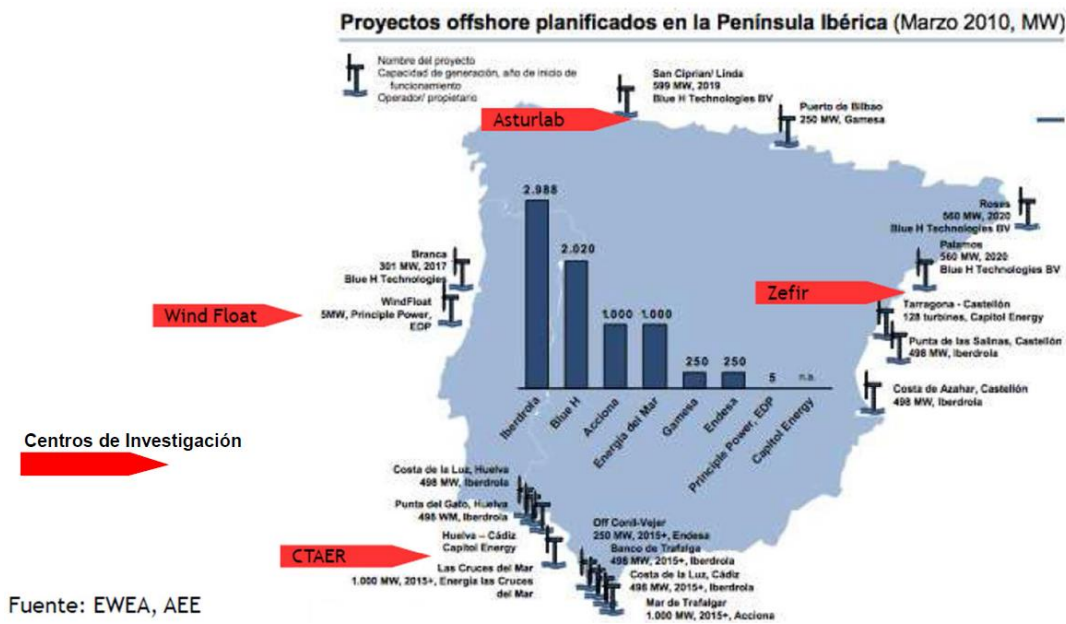
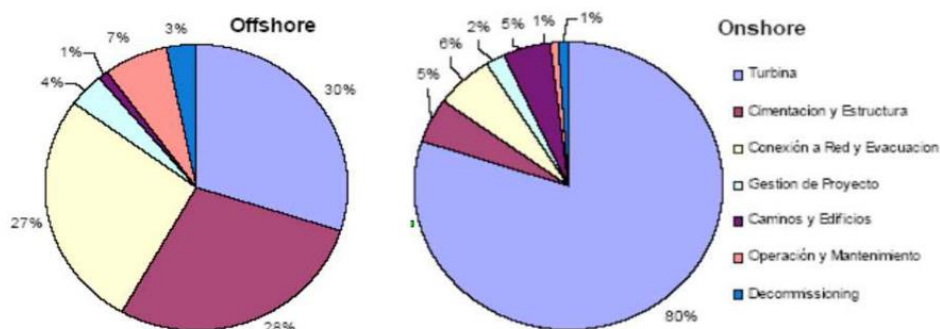


Figura 23: Proyectos offshore en España. Fuente: EWEA y AEE

En la actualidad en España no hay ningún parque eólico marino instalado. Hay varios parques de pruebas para la viabilidad en nuestro país, pruebas de determinados molinos y cimentaciones como puede verse en la Figura 23, pero los proyectos que se planteaban para el litoral español están todos parados, principalmente por la falta de regulación y apoyo por parte del gobierno a éstas iniciativas.



Fuente: www.ewea.org

Figura 24: Costes de inversión proporcionales por tipo de gasto; Offshore – Onshore. Fuente: EWEA

La inversión en un parque marítimo es más alta que en uno en tierra. En la Figura 24 se observa que al igual que en el de tierra, donde los mayores costes son las turbinas, en el marítimo los altos precios de las turbinas son prácticamente equivalentes a los de cimentación/construcción y conexión a red, por lo que se deduce que el coste total de la inversión será aproximadamente de 2 veces y media más; lo que se confirma al hacer los cálculos pues para la eólica terrestre que da un valor de 1.2 M€/MW instalado mientras que en offshore es de 2.8 M€/MW. [7]

Actualidad tecnológica de la eólica offshore

Las características tecnológicas de la offshore son por regla general:

1. Un generador asíncrono doblemente alimentado, con menor desgaste mecánico por deslizamiento del rotor sobre el estator.
2. Un control de potencia con paso variable para mejor aprovechamiento energético y control del régimen variable de vientos.
3. Potencia unitaria alta, en torno a 6 MW.
4. Protección contra la corrosión mediante encapsulado de componentes y humidificadores.
5. Sistemas de refrigeración específicos y ventilación de la nacelle.
6. Protección contra rayos, tráfico aéreo y marítimo, así como su uso de plataforma de rescate para personas.

Lo primero es estudiar el emplazamiento donde se va a poner el parque y para ello se requiere de una serie de pruebas; algunas de ellas ya han sido analizadas en el apartado anterior como un estudio del recurso eólico, un estudio batimétrico, un estudio geológico, datos del suelo, olas, mareas, etc.

El proceso de construcción del parque entraña también una minuciosa planificación pues es necesario un gran desarrollo tecnológico para cada fase del montaje. Hay que acondicionar el puerto en el que se montarán/transportarán los elementos del parque; las cimentaciones/anclajes son algo problemático también, hay varios tipos dependiendo de la batimetría (máx. 50m): Monopilotes (4-25m), Cimentación superficial, Jackets (30-35m, en estudio para profundidades de hasta 100m), Trípodes, Multipilotes (hasta 40m); luego han de instalarse las torres, palas, tendido eléctrico y conexión a red.

A medida que aumenta la profundidad de la cimentación/anclajes, aumenta el precio de la inversión proporcionalmente. Para profundidades mayores de 50m se usan plataformas flotantes, pero son muy caras actualmente y es necesario de una mayor inversión en i+D para reducir sus costes. Hay proyectos como el de boya flotante HYWIND o SWAY de Statoil Hidro en el este de Noruega que intentan desarrollar soluciones nuevas para profundidades de entre 100 y 300m.

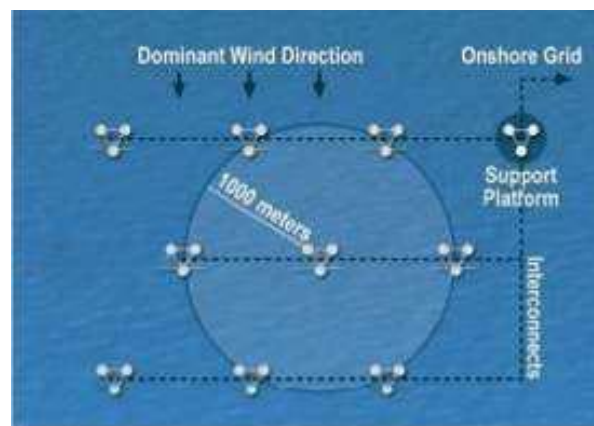


Figura 25: Disposición final del Parque teniendo en cuenta recomendación del fabricante.
Fuente: JOVER COUCE, Felisa María. 2012

Las plataformas offshore son estructuras situadas en el mar y que por tanto se encuentran sometidas a la acción del oleaje, y además a unas condiciones meteorológicas adversas. Estos fenómenos es importante tenerlos en cuenta en el diseño y el cálculo de estas estructuras ya que el tiempo meteorológico es una de las principales causas de fallos en las estructuras offshore.

Este tipo de estructuras pueden ser fijas al lecho marino o flotantes; las flotantes fueron concebidas para la exploración y producción de gas y petróleo, aunque le han ido surgiendo otras funciones como aprovechamiento de la energía del mar, aeropuertos, soportes de aerogeneradores, base de edificios, etc. Para todas estas funciones se pueden aplicar los mismos principios de diseño y construcción. [9]

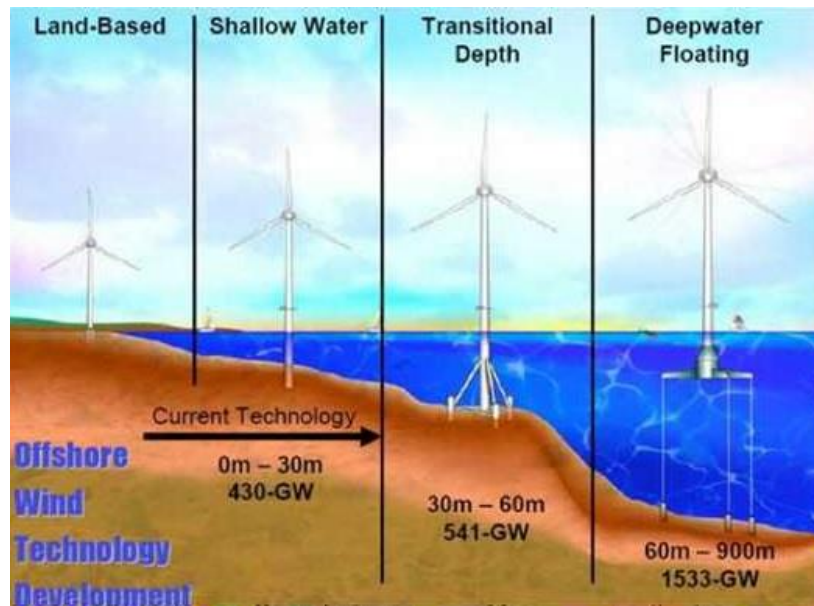


Figura 26: Subestructuras en función de la profundidad marina.
Fuente: www.bluebird-electric.net



Las estructuras apoyadas en el fondo marino, a excepción de las construidas en hormigón, son perfiles tubulares de acero soldados que actúan como un entramado que soporta el peso de la estructura total y de las fuerzas debidas a las olas, la corriente marina y el viento.

Se diferencian dos tipos de estructuras en el mar:

1. Fijas

Se consideran fijas cuando la frecuencia natural más baja del movimiento de flexión de la estructura está por encima de la frecuencia más alta de excitación de ola significativa. Se comportan como un cuerpo rígido y deben resistir todas las fuerzas dinámicas del ambiente.

Dentro de las fijas se pueden diferenciar los siguientes tipos:

- Plataforma mínima: Para aguas poco profundas.
- Estructura tipo Jacket: Perfiles tubulares de acero conectados en una armadura tridimensional.
- Estructuras de gravedad: Hechas de hormigón en su mayoría, se sustentan en su gran volumen y peso, lo que las hace susceptibles de erosión en la base y su consiguiente hundimiento.
- Jack-ups: Barcazas formadas por tres patas normalmente y que soportan una cubierta flotante.

2. Compliant

Son las que su frecuencia natural más baja está por debajo de la energía de la ola. Las fuerzas del ambiente provoca que se desvien aunque sus cargas dinámicas son reducidas. Son estructuras por tanto más económicas que las “fijas”.

Dentro de ellas hay varios tipos:

- Plataforma articulada: La torre está única en su base con una junta Cardan que es libre de oscilar sobre esta unión debido a las condiciones ambientales. Bajo la junta se fija al fondo marino por pilotes o por base gravedad, se suele usar como amarre para petroleros.
- Torre dócil: Son transparentes a las olas, diseñadas para deformarse ante las fuerzas ambientales.
- Torre arriostrada: Se trata de una estructura delgada apoyada en el fondo marino y sostenida por un conjunto simétrico de tirantes. Aplicables en aguas profundas hostiles. (García Vela, Javier, 2013)

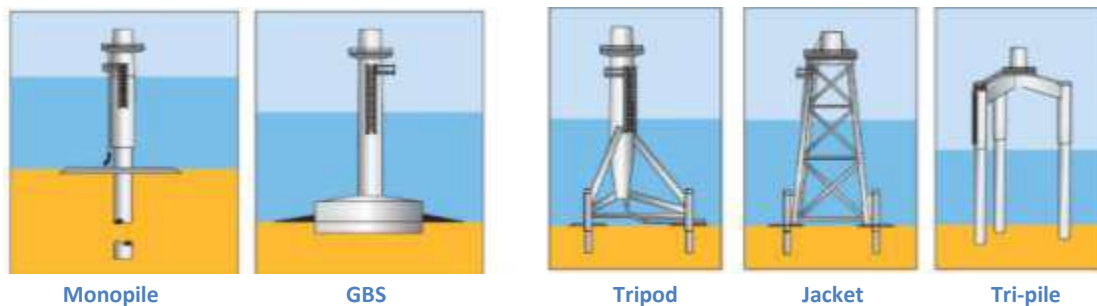


Figura 27: Tipologías de estructuras offshore apoyadas en el fondo marino. Fuente: (García Vela, Javier, 2013)

En el diseño de las estructuras flotantes destacan una serie de factores fundamentales:

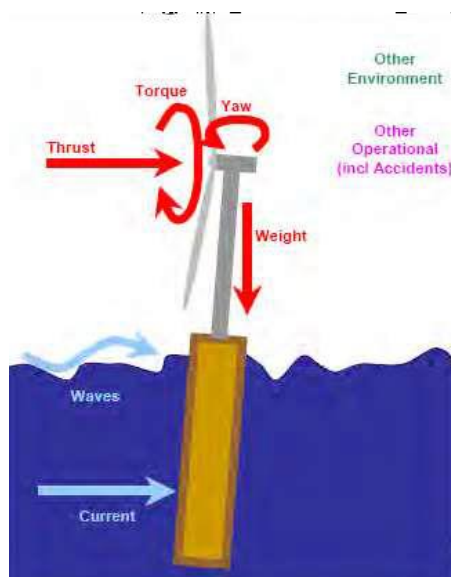


Figura 28: Factores en el diseño de estructuras flotantes.

Fuente: www.lessner.eu

- Empujes sobre la turbina (medios y dinámicos).
- Esfuerzos generados por el oleaje y las corrientes.
- Momentos torsores.
- Coste
- Impactos accidentales.

En las estructuras flotantes, existen tres conceptos principales para aerogeneradores y cada uno deriva a una tipología distinta:

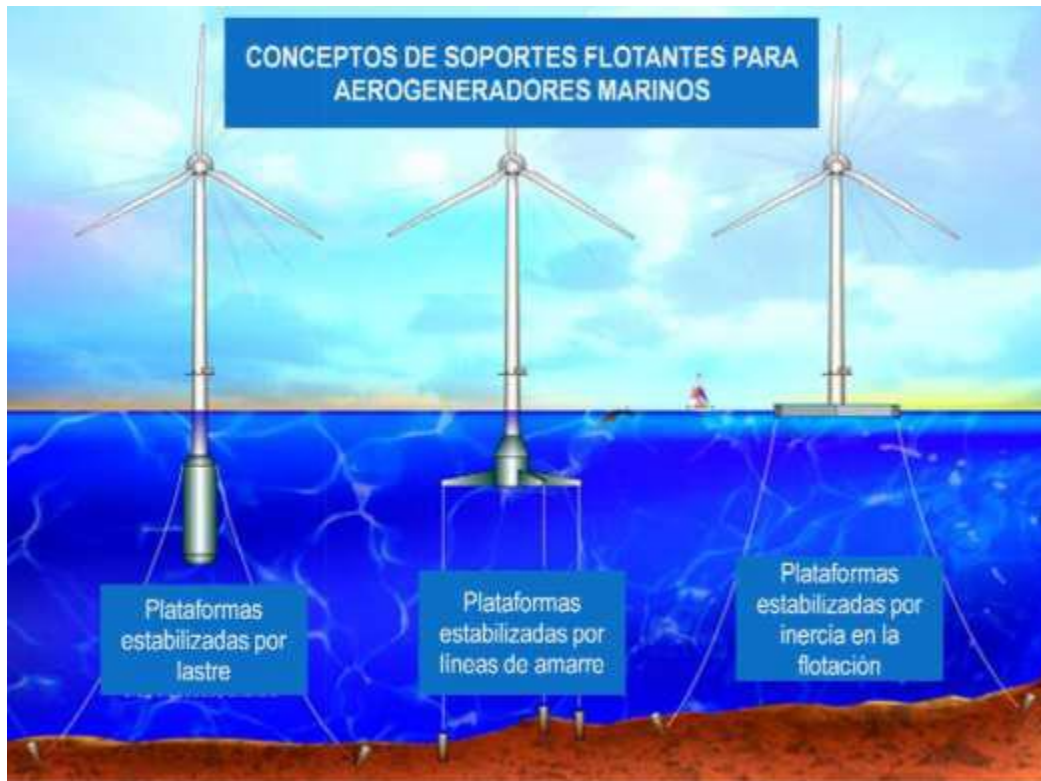


Figura 29: Principales conceptos de soportes flotantes para aerogeneradores marinos.
Fuente: Jover Couce, Felisa María, 2012

1. Plataformas estabilizadas por lastre (Spar).

Este tipo de plataformas proceden de la tecnología petrolífera, existen tres tipos de Spar:

- a. Plataforma clásica que consiste básicamente en un cilindro.
- b. Plataforma Truss Spar que es una evolución de las anteriores y están formadas por tres partes entre las que destaca la celosía.
- c. Plataforma Cell Spar que se compone de 6 tubos cilíndricos que rodean a un tubo central

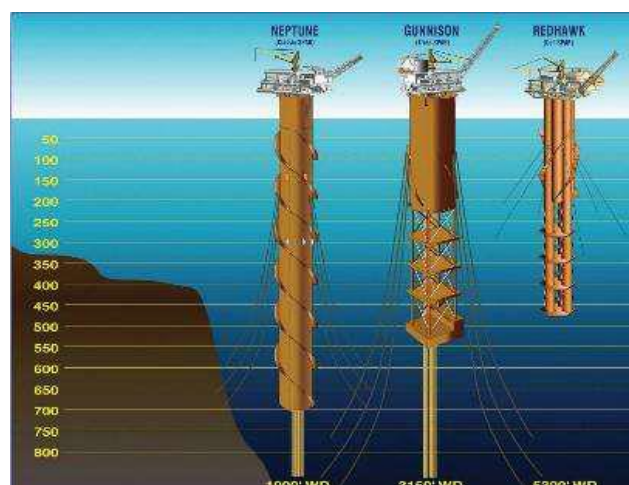


Figura 30: Plataformas Spar - Fuente: www.offshoremoorings.org

Como se puede observar en la Figura 30, las estructuras Spar consisten en un cuerpo cilíndrico de gran longitud en relación a su diámetro. Se comportan bien ante esfuerzos debido a su calado y a su reducción de las fuerzas verticales de excitación de la ola. Por el contrario se comporta peor ante balanceo o cabeceo ya que el área de flotación se ve reducido por su geometría. Este punto es de gran importancia ya que repercutirá bastante en el desgaste de los cables de evacuación.

La instalación de este tipo de estructuras es un proceso altamente complicado ya que por su geometría no se puede hacer por tramos y el aerogenerador debe ser ensamblado en altamar así como sus operaciones de mantenimiento; lo bueno es que permite la compartición de anclajes.

2. Plataformas estabilizadas mediante líneas de amarre (TLP).

Estas consisten en una plataforma flotante anclada al fondo marino mediante tensores verticales. Éstas obtienen su estabilidad mediante la tensión ejercida en los amarres como puede observarse en la Figura 30. Debido a este método de funcionamiento tiene un gran comportamiento ante tirón y movimientos angulares, dando lugar a movimientos mínimos (mínimo desgaste de cables de evacuación). Por otra parte, las variaciones de tensión en los cables de amarre debidas a la inestabilidad en las mareas, y la frecuencia de acoplamiento estructural entre el mástil y el sistema de amarre son dos grandes problemas de las TLP. Su instalación es bastante complicada debido al tensionado de los amarres. El proceso de mantenimiento puede ser realizado en tierra reflotando la estructura. La operación de este tipo de plataformas requiere de un sistema que mantenga tensionados los cables con la variación de las mareas.

3. Plataformas estabilizadas por inercia en la flotación (Semi sub).

Estas se tratan de estructuras semi-sumergidas a medio camino entre la Spar y la TLP en cuanto a estabilidad de la estructura. Es una estructura compuesta de una o varias cubiertas sobre estructuras flotantes. Lo que la diferencia de las plataformas TLP es el anclaje, ya que los cables en este caso son tipo muelles que restauran la posición del flotador.

La construcción e instalación de la plataforma es una ventaja de las semi sub, ya que se le puede ensamblar el aerogenerador en tierra y no presenta tantas complicaciones como la Spar o la TLP en el momento de realizar la instalación en altamar. (Perez García, Aniela, 2014)

De las tres tipologías de estructuras, según estudios previos, la mejor sería la plataforma del tipo semisub [10].

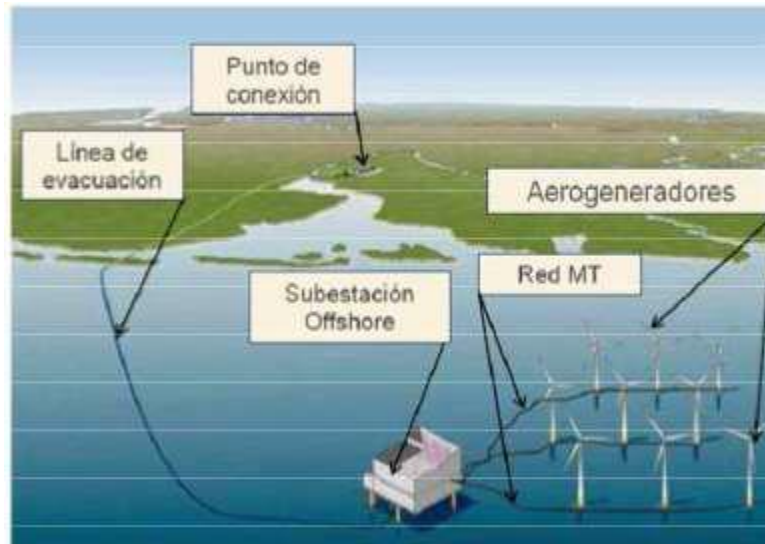


Figura 31: Esquema eléctrico de un parque eólico offshore. Fuente: [10]

Por último la conexión y transporte eléctrico como puede verse en la Figura 31 se haría por medio de subestaciones y líneas de media tensión que conectarían los aerogeneradores con tierra. Éstos generan energía eléctrica a baja tensión y unos transformadores integrados en la torre convierten la energía eléctrica a media tensión; de ahí va a una subestación que la transforma en alta tensión y mediante un cable submarino enterrado en el fondo del mar pasa de la subestación a la red a través de un punto de conexión. El cable dependiendo de si se ha elegido HVDC o HVAC será de una forma u otra, pero por lo general salvando particularidades de cada sistema, de forma general, se entierra a una profundidad de 1 metro en el lecho marino y van protegidos por un blindaje externo de acero. La subestación suele estar junto a los aerogeneradores con el mismo sistema de cimentación para reducir las pérdidas, pero si el parque se encuentra a menos de 5km de la costa, ésta puede hacerse en tierra y ahorrar costes.

En general, la eólica offshore por sus características permite unos molinos de viento mayores que las instalaciones en tierra, para un aprovechamiento óptimo de los recursos eólicos se recomienda dejar un radio de 1 Km entre cada aerogenerador, con una disposición de líneas intercaladas como pudo observarse en la Figura 25.

Feature	Onshore	Offshore	
		Today	Future
Turbine rating [MW]	3	6	10
Rotor diameter [m]	101	154	195
Swept area [m ²]	8.012	18.627	29.865
Load factors [%]	40	54	54
Annual energy production [GWh]	10,5	28,4	47,3
Powered homes	2.262	6.106	10.177

Tabla 21: Dimensiones estándar de la eólica onshore y offshore (2013). Fuente: Siemens

Las dimensiones eran en 2013 aproximadamente las mostradas en la Tabla 21; si bien durante la EWEA Offshore de 2015 Siemens ha presentado un nuevo molino de 7 MW con el mismo tamaño que el de 6 MW y lo ha conseguido mejorando la eficiencia de este último.

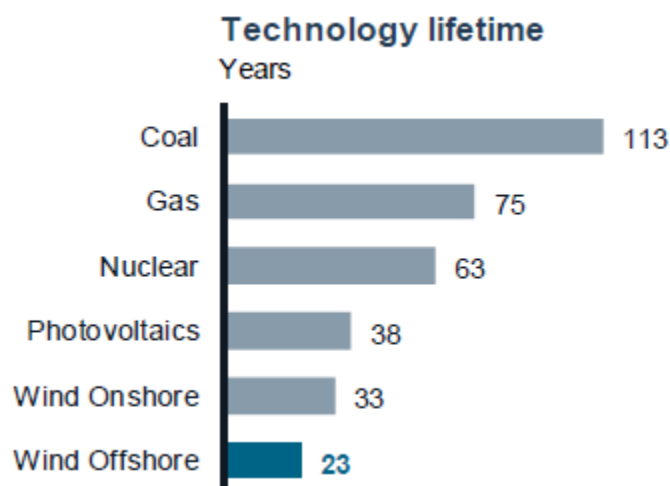


Figura 32: Tiempo de vida que lleva cada tecnología desarrollándose (a 2013). Fuente: SCOE, Siemens

Hay que tener en cuenta que la eólica offshore es, como se puede ver en la Figura 32, de las tecnologías más jóvenes actuales y bastante más joven si la comparamos con tecnologías ya asentadas como el carbón o el gas. Esto significa que a lo largo de los años si sigue el esfuerzo por sacar adelante nuevos avances en ésta tecnología se conseguirán cambios tecnológicos y productivos suficientes como para sortear sus dificultades o minimizar los costes que éstas acarrearán y convertirla en plenamente rentable a medio-largo plazo.

Análisis desde un punto de vista económico

La rentabilidad de un proyecto eólico marino no sólo viene determinada por el recurso eólico existente en el emplazamiento, sino por diversos factores de difícil cuantificación para estimar valores que puedan considerarse representativos de los parques eólicos marinos a desarrollar durante la próxima década, entre los que destacan:

- Ratio de inversión por unidad de potencia: en el caso de un parque eólico marino, el ratio de inversión por unidad de potencia es muy superior –del orden del doble, en términos generales y 10 veces más en términos de promoción (estudio de la viabilidad del parque) – al de los parques eólicos en tierra. Además, es muy variable dependiendo de cada proyecto específico, resultando extremadamente sensible a la profundidad del emplazamiento marino y a la distancia a la costa.
- Costes de operación y mantenimiento: también son muy superiores a los parques en tierra, aumentando en proporción directa a la distancia a la costa.
- Nivel de retribución para la energía producida: en España, depende de cada proyecto específico, pues varía según la prima solicitada por el promotor en el procedimiento de concurrencia para la reserva de zona que contempla el Real Decreto 1028/2007.

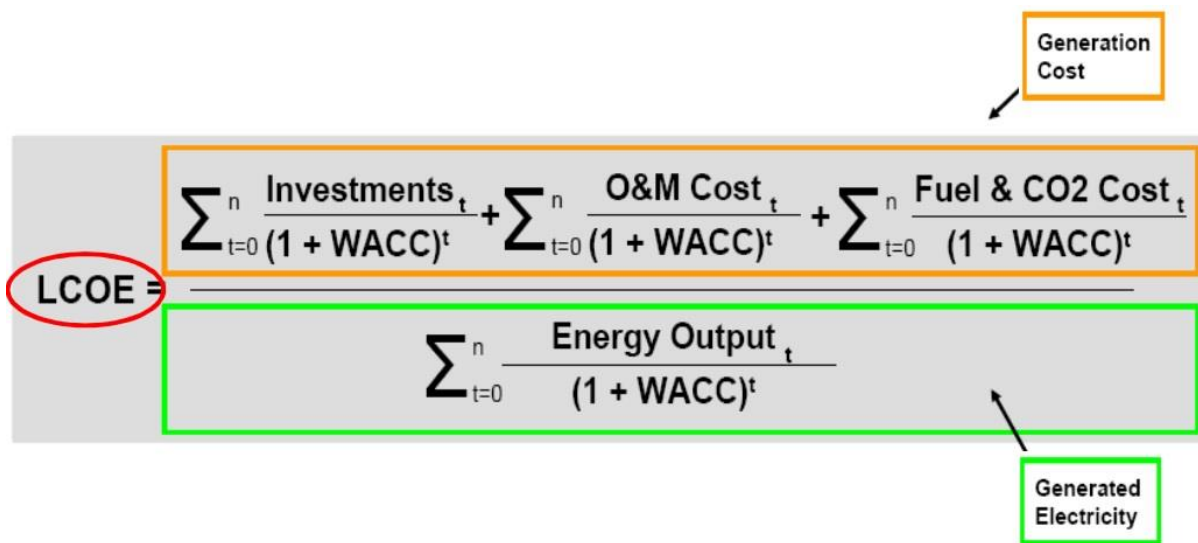
Una parte fundamental para el análisis de la viabilidad de un sistema es la parte financiera y económica. Los costes de la electricidad normalmente se basan entre otras cuestiones, en un estudio de coste de electricidad nivelado LCOE (Levelized Cost of Electricity), que hace una comparación entre las diferentes tecnologías de generación para considerar cuáles son sus costes en €/MWh y así determinar cuál de ellas es más rentable.



$$\text{LCOE} = \frac{\text{Total costs over lifetime} \quad \text{€}}{\text{Electricity produced over lifetime} \quad \text{⚡}}$$

Figura 33: Fórmula de LCOE. Fuente: Siemens

En la Figura 33 se observa qué considera la fórmula para el coste. Los costes a lo largo del ciclo de vida de la instalación, dividido por la electricidad producida durante su vida útil.



$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{\text{Investments}_t}{(1 + \text{WACC})^t} + \sum_{t=0}^n \frac{\text{O\&M Cost}_t}{(1 + \text{WACC})^t} + \sum_{t=0}^n \frac{\text{Fuel \& CO2 Cost}_t}{(1 + \text{WACC})^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{\text{Energy Output}_t}{(1 + \text{WACC})^t}}$$

Generation Cost

Generated Electricity

Figura 34: LCOE detallada. Fuente: Siemens

Como se puede ver, se tienen en cuenta muchos de los costes como son los de inversión, operación, mantenimiento, combustible (de haberlo) y CO2. Sin embargo hay muchos otros que no se consideran, que se verán a lo largo de éste punto, y es importante tenerlos en cuenta.

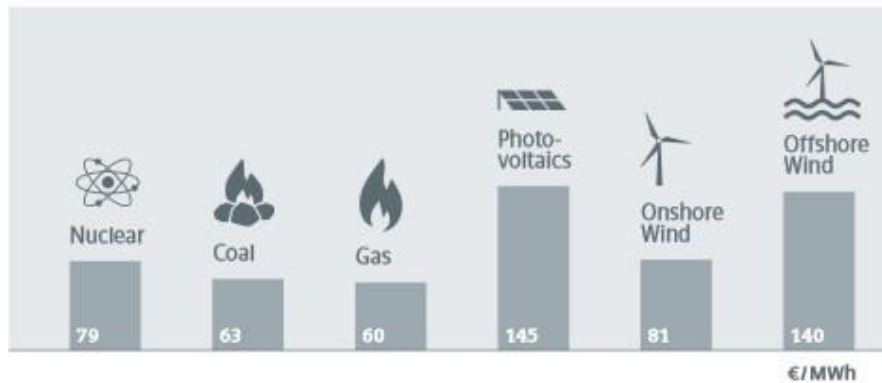


Figura 35: Comparativa de índices LCOE a 2013. Fuente: Siemens

La Figura 35 analiza una serie de tecnologías actuales y su LCOE. Se puede observar que la eólica offshore tiene un coste en €/MWh muy superior al de la onshore. Esto es así por el índice de desarrollo de ambas tecnologías y el grado de complejidad que éstas requieren, la eólica tradicional ha sido siempre la preferida por ser más sencilla de instalar y de gestionar que la offshore; sin embargo, la potencia que se puede conseguir y las horas de trabajo equivalentes, son muy superiores en el caso de esta última. Es por eso que éste análisis se considera incompleto para según qué tecnologías.

Aparte, el LCOE no tiene en cuenta factores como el cambio climático producido por las tecnologías tradicionales (gas, carbón y petróleo) o los desastres producidos por las nucleares. Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE/IEA), actualmente el 20% de la energía producida en el mundo es de origen renovable, si para 2050 ésta cifra no aumenta al menos al 60%, será inevitable un cambio climático catastrófico e irreversible [3].

Pero hay una aproximación mejor, Siemens ha desarrollado un método de cálculo que se ajustaría de forma más óptima a lo que realmente es capaz de ofrecer éste tipo de eólica y otras tecnologías más caras a priori pero con unos beneficios de amplio espectro mayores. Se trata de una fórmula que tiene en cuenta más factores y representa el ratio coste/beneficio en forma de criterios macro-económicos; se denomina Coste Social de la Electricidad, SCOE (Society's Cost of Electricity) y usa como base la LCOE pero le añade costes reales para la sociedad.

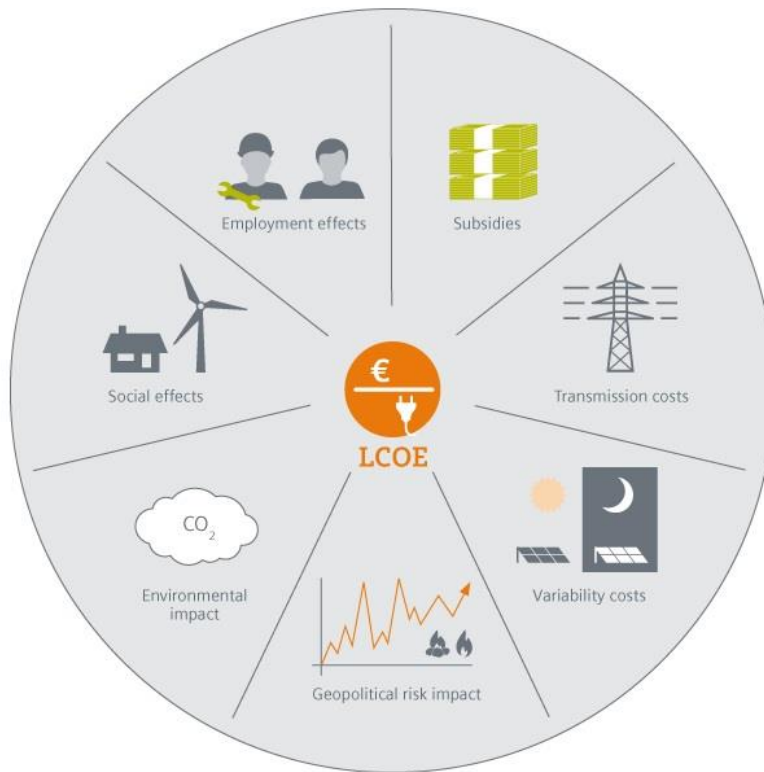


Figura 36: Otros criterios de costes a tener en cuenta para un estudio LCOE. Fuente: Siemens

En la Figura 36 se observan los criterios que en el SCOE se considera que deberían añadirse al balance; como son: Efectos sociales, impacto medioambiental, impacto de riesgo geopolítico de incremento de combustibles (carbón, gas, dependencia del exterior), costes variables de las tecnologías como la solar (que no trabaja durante la noche), costes de transmisión (reducidos en el caso del uso de HVDC's), subsidios y efectos en el empleo local.

De forma más detallada; cuando se habla de subsidios a las renovables a veces se olvida que las tecnologías convencionales también reciben subsidios aunque estos no se encuentran nunca contemplados en el cálculo del LCOE. España sólo tiene el carbón como recurso fósil de importancia, pero la mayor parte de las explotaciones no son rentables. Por lo tanto importa casi todo el gas y petróleo que utiliza (la producción nacional es inferior al 1%), el carbón representa el 6 % de las necesidades energéticas del país. Según el estudio de la OCDE "inventario de apoyo presupuestario a los combustibles fósiles" por parte de España [2], el principal apoyo a la producción energética en España es financiero y se dedica a la minería de hulla.

En el caso de la nuclear, según la OCDE, recibe en mayor parte de los países unos subsidios donde el gobierno provee un seguro implícito contra desastres y garantías a la hora de deshacerse de los residuos radiactivos. [3]

Elemento de apoyo	Jurisdicción	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011p
Apoyo a la producción								
Apoyo a los ingresos por unidad								
Ayuda de funcionamiento para los productores de carbón	Central	296	284	284	267	253	250	231
Subvención para el transporte de carbón entre cuencas	Central	4	7	7	11	14	13	0
Ayuda de funcionamiento para HUNOSA	Central	89	85	85	85	80	76	72
Apoyo a las rentas								
Ayuda a la reestructuración para los productores de carbón	Central	42	20	35	40	40	10	6
Apoyo al consumidor								
Financiación del almacenamiento de carbón	Central	8	3	3	3	6	13	0
Apoyo a los servicios generales								
Cargas heredadas debido a la minería del carbón	Central	258	275	290	303	328	336	327

Notas: el gasto fiscal de los distintos países se calcula en base a un tratamiento fiscal de referencia que suele ser específico del país en cuestión. Por consiguiente, las estimaciones que recoge la tabla anterior no siempre son comparables a las de otros países. Asimismo, debido a posibles interacciones, la suma de las distintas medidas de un país en particular puede plantear problemas. La Secretaría de la OCDE llevó a cabo la asignación de medidas concretas a los distintos tipos de combustibles basándose en los balances energéticos de la AIE.

Tabla 22: Resumen del apoyo de combustibles fósiles destinados al carbón (en millones de €). Fuente: Ministerio de Industria

Como se observa en la Tabla 22, la modalidad más importante es la compensación económica por la diferencia existente entre sus costes de explotación y los precios a los que venden su producto a las centrales eléctricas nacionales. Si bien es verdad que el gobierno tiene previsto recortar en un 63% las subvenciones y ha anunciado que para 2018 se suspenderán todas las ayudas al sector del carbón.

Los costes de transmisión debidos al aumento de energía en la red también deben considerarse, para el caso de la eólica (en ambas modalidades) los costes son de unos 2 €/MWh. El hecho de que todavía no sean óptimos los métodos de almacenamiento de energía (por medio directo: baterías, supercondensadores, etc... sin referirse a medios hidráulicos como saltos de agua y demás), encarece el coste pues se necesitan centrales convencionales para proporcionar energía en los momentos que ésta no produce lo que se espera de ella. Se estima que por cada 1 GW de renovable eólico tiene que haber una central convencional de 0.88 GW instalada para compensar la intermitencia. Esto incrementa los costes en unos 13-15 €/MWh.

Por otra parte, la dependencia de muchos países como España o China del petróleo y gas del exterior, se vería reducida por el uso de renovables como el viento. Futuras variaciones del precio, convulsiones políticas, disputas territoriales (como con el tema de los gaseoductos Ucranianos) o represalias de cualquier índole por parte de los países exportadores (como Rusia, Venezuela o los países árabes) encarecen el suministro de manera excepcional en algunos casos y aunque suele tratarse de algo temporal, es tremendamente dañino para la industria. Los sobrecostes en carbón son de 1.7 €/MWh y para el gas de 5.4 €/Mwh, pues éste se importa de países de una mayor inestabilidad que el carbón.

Aparte está el coste en términos de emisiones de CO₂, que es considerando un coste de 10 €/ton, cuando la repercusión negativa de éste a largo plazo se puede estimar en un valor mucho mayor, rondando los 80 €/ton, lo que considerando una vida de 30 años de una central convencional nos daría un incremento en el coste de 45 €/MWh en el caso de las plantas de carbón. Luego hay que considerar el hecho de el impacto en el valor de las propiedades de los ciudadanos; por cada campo de molinos de viento en un radio de 5 Km el valor de los inmuebles se reduce un 3%, se estima que unos 5 €/MWh.

	RATIO EMPLEO/ MW	REPERCUSIÓN 500MW	REPERCUSIÓN 1GW
Fabricación	7,2	3.600	7.200
Construcción	7,2	3.600	7.200
Explotación	0,6	300	600
TOTAL	15	7.500	15.000

Tabla 23: Impacto sobre el empleo de la eólica marina. Fuente:

Por último, el efecto que tiene sobre el empleo la eólica (y en especial la offshore) es superior a otras tecnologías; de acuerdo con el informe estratégico hecho por el ministerio de industria de Reino Unido, el sector tiene un potencial de creación de empleo de unos 30.000 puestos de trabajo y 8.000 M€ para 2020 solo en Gran Bretaña. El impacto económico se estima en 21 €/MWh en el caso del gas y de 71 €/MWh en el caso de la eólica offshore. El impacto en España en una zona como Andalucía se ha estimado en lo calculado en la Tabla 23.



Figura 37: LCOE/SCOE 2013 – 2025. Fuente: Siemens

En el análisis de la Figura 37, se aprecia lo visto en la Figura 35, teniendo en cuenta una estimación del estado de las diferentes tecnologías para 2025 y una comparativa con el SCOE para la misma fecha.

En definitiva se estima que la eólica onshore sería la más económica en términos de €/Mwh, donde sí es importante destacar que necesita de un aumento de rentabilidad para hacer frente a tecnologías convencionales como el carbón, el gas o la nuclear.

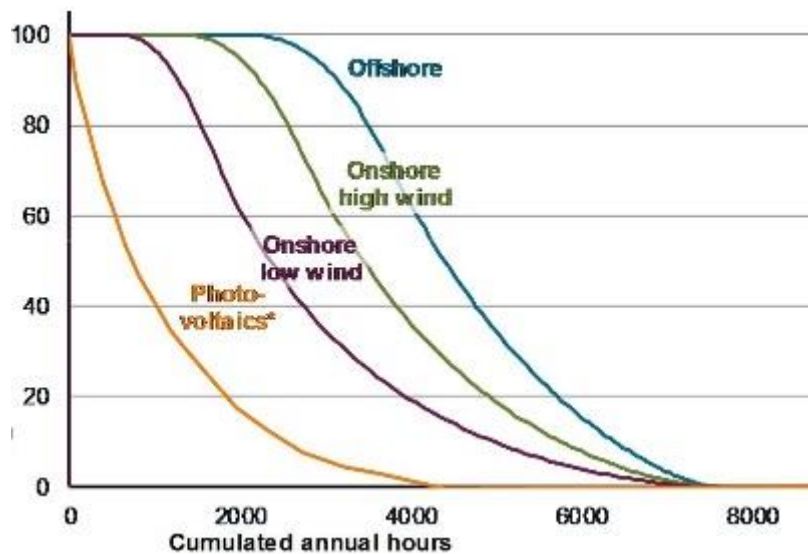


Figura 38: Distribución de carga a lo largo del año y horas disponibles de trabajo. Fuente: Siemens

Sin embargo, como podemos observar en la Figura 38 no es la eólica onshore la que más energía produce por m^2 ni la que menor impacto visual tiene comparativamente entre ambas eólicas, pues el principal atractivo cuando hablamos de eólica offshore es el hecho de que se produce viento de gran velocidad (del orden de 7.5-8 m/s en adelante, mientras que en tierra suele ser del orden de 3-4 m/s la media en España) y de una forma más constante que en tierra. Donde en la extensión de una instalación terrestre puedes sacar unos 50 MWh, en una en el mar se podrían obtener alrededor de 200 MWh (debido principalmente a una mayor potencia por molino, mayor cantidad de horas de trabajo y mayor densidad de molinos). La mayor parte de los parques eólicos en tierra están contruidos ya en las mejores ubicaciones y es difícil encontrar zonas nuevas de altas velocidades donde instalar nuevos parques; de ahí otro atractivo de la offshore como alternativa actual.

Es por todo ello que según el informe de “oportunidades de negocio de la energía eólica marina en el sector marítimo español” del Clúster marítimo Español (CME) se dice que la inversión media por MW es de 3.100.000 € en mar y 1.350.000 en tierra. Los costes de conexión 140.000 en tierra y 362.000 en mar. Los costes de operación y mantenimiento por MW de 19.500 € en tierra y 98.000 € en mar. Sin embargo, las horas medias de utilización son 2100 para tierra y 3500 para mar.

Un estudio de la viabilidad económica de una plataforma eólica flotante realizado por la ICAI-ICADE [9], demuestra que un parque offshore en una ubicación estudiada cuidadosamente es rentable a día de hoy incluso sin ayudas gubernamentales. El parque estudiado sería de 50 MW (10 aerogeneradores de 5 MW), flotante, en la costa de Gran Canaria para una profundidad de entre 50-100m. El coste sería según el estudio de unos 2.147.197 €/MW y daría luz a unos 40.000 hogares, evitando la emisión de 190.000 Ton/año de CO₂. El plazo de recuperación (Pay-Back) sería de unos 18 años con una vida útil de 25 años.

La previsión de cara al futuro muestra una tendencia hacia la reducción de costes, entre un 17-19% gracias a las economías de escala y desarrollo de la tecnología tal y como se recoge en el informe "Offshore Wind Toward 2020, on the pathway to cost competitiveness" (Roland Berger Strategy Consultants, 2013).

Anexo XI: Datos extra y cálculos de los resultados del estudio propio

Hay que tener en cuenta que aunque la eólica sea una fuente renovable y no tenga un coste de combustible o de emisiones de CO₂, las empresas que instalan molinos invierten sumas muy elevadas y desean obtener un beneficio; como ahora que la ley no les obliga a ofertar a “precio 0” y dado que el 51% de los parques no reciben suficientes subvenciones como para cubrir los costes marginales de operación, (el 27% no percibe de hecho ninguna subvención), hay un precio mínimo del que la electricidad no bajará por mucha eólica que se instale o por más que sople el viento, primero para que se cubran costes y segundo para que genere beneficios suficientes.

AÑOS	MINIMO	MEDIA	MAXIMO	COSTE MWh		
	HORAS	HORAS	HORAS	-1,00%	-2,00%	-3,00%
2015	2.164	2.242	2.320	55,82	55,82	55,82
2016	2.164	2.242	2.320	55,26	54,72	54,19
2017	2.164	2.242	2.320	54,72	53,65	52,61
2018	2.164	2.242	2.320	54,17	52,6	51,08
2019	2.164	2.242	2.320	53,64	51,56	49,59
2020	2.164	2.242	2.320	53,11	50,55	48,15
2021	2.164	2.242	2.320	52,58	49,56	46,74
2022	2.164	2.242	2.320	52,06	48,59	45,38
2023	2.164	2.242	2.320	51,54	47,64	44,06
2024	2.164	2.242	2.320	51,03	46,7	42,78
2025	2.164	2.242	2.320	50,53	45,79	41,53
2026	2.164	2.242	2.320	50,03	44,89	40,32
2027	2.164	2.242	2.320	49,53	44,01	39,15
2028	2.164	2.242	2.320	49,04	43,15	38,01
2029	2.164	2.242	2.320	48,56	42,3	36,9
2030	2.164	2.242	2.320	48,08	41,47	35,83
2031	2.164	2.242	2.320	47,6	40,66	34,78
2032	2.164	2.242	2.320	47,13	39,86	33,77
2033	2.164	2.242	2.320	46,66	39,08	32,79
2034	2.164	2.242	2.320	46,2	38,31	31,83
TOTAL	43.280	44.840	46.400			
Costes explotación*	1.214.004	1.257.762	1.301.520			
Inversión estándar	1.245.000	1.245.000	1.245.000			
TOTAL	2.459.004	2.502.762	2.546.520			
Coste del Mwh	56,82	55,82	54,88			

Tabla 24: Costes estimados de la eólica y previsión para próximos años. Elaboración propia a partir de datos IDAE [14] y BOE [27]. *Se han considerado unos costes de explotación de 28,05 €/MWh y una vida útil de 20 años.

La estimación realizada en este proyecto (Tabla 24), arroja que los costes totales de nuevas instalaciones eólicas para 2015 son de 55,82 €/MWh, realizada en base a costes de explotación y de inversión inicial dados por IDAE [14] y el BOE [27].

Los costes de explotación considerados en la tabla 14 de 28,05 €/MWh son el precio mínimo a que debe ofertar las eólicas su energía si no quieren perder dinero con cada MWh que vendan.

No obstante el precio medio anual deberá superar los 55,82 €/MWh si quieren además amortizar la inversión.

Se ha considerado que por mejoras tecnológicas y bajadas de precios del mercado, un descenso del precio anual del MWh entre el 1 y el 3%.

Con estos condicionantes, el horizonte de rentabilidad para la energía eólica, se encontraría entre los años 2019 y 2025. Periodo a partir del cual, los parques eólicos serian rentables de instalar incluso sin subvención.

Según los cálculos realizados en este proyecto, la energía solar tendría una entrada en rentabilidad sin subvenciones entre 2018 y 2025. Se espera que eólica y solar sea rentable sin subvención aproximadamente en los mismos años.

Esto significa que los 6323 MW eólicos que no recién subvención alguna, tienen que ofertar a un mínimo de 55,82 €/MWh para rentabilizar la inversión (sin obtener beneficio), si quisieran obtener algún beneficio tendrían que ofertar aún más alto.

El resto de megavatios instalados, teniendo en cuenta solo los que reciben subvención que cubra los costes marginales de operación (según AEE), serían 10959 MW; se omiten los MW que reciben subvención pero que no cubren costes (22845-(10959+6323)=5563 MW). [21]

Si consideramos que los 1253 M€ de incentivos fueron íntegros a estos MW y que las horas medias de operación al año de los molinos fueron de 2242 horas:

$$\frac{1253 \text{ M€}}{10959 \text{ MW}} = 114882 \frac{\text{€}}{\text{MW}}$$

Por tanto, cada MW instalado subvencionado recibe 114.882 €/MW, lo que significa que los molinos subvencionados pueden cubrir unos costes anuales de:

$$\frac{114.882 \frac{\text{€}}{\text{MW}}}{2242 \text{ horas}} = 51,26 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

Si reciben para cubrir 51,26 €/MWh, y los costes reales son de 55,82 €/MWh, el precio mínimo al que (sin obligar la ley) pueden ofertar los parques que reciben subvención debería ser como mínimo de:

$$55,82 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} - 51,26 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} = 4,56 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

Si según datos de AEE, las ganancias de los molinos con incentivos durante 2014 fueron de media de 83,28 €/MWh, esto significa:

$$83,28 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} - 55,82 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} = 27,43 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

Por lo que estos molinos vendieron su energía a 27,43 €/MWh más alta que sus costes, lo que supone un beneficio equivale del 46,81% respecto a los costes.

Lo que contrasta con las pérdidas de los molinos que no reciben incentivos (los 6323 MW). Según AEE las ganancias (fruto exclusivo de la venta de la generación eléctrica) de los molinos sin incentivos durante 2014 fueron de 31,29 €/MWh, si se hacen los cálculos:

$$31,29 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} - 55,82 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} = -25,86 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

Por tanto, se supone que este año la eólica no subvencionada perdió alrededor de -25,86 €/MWh en costes totales (porque se desconoce la parte de planta ya amortizada por estos parques).

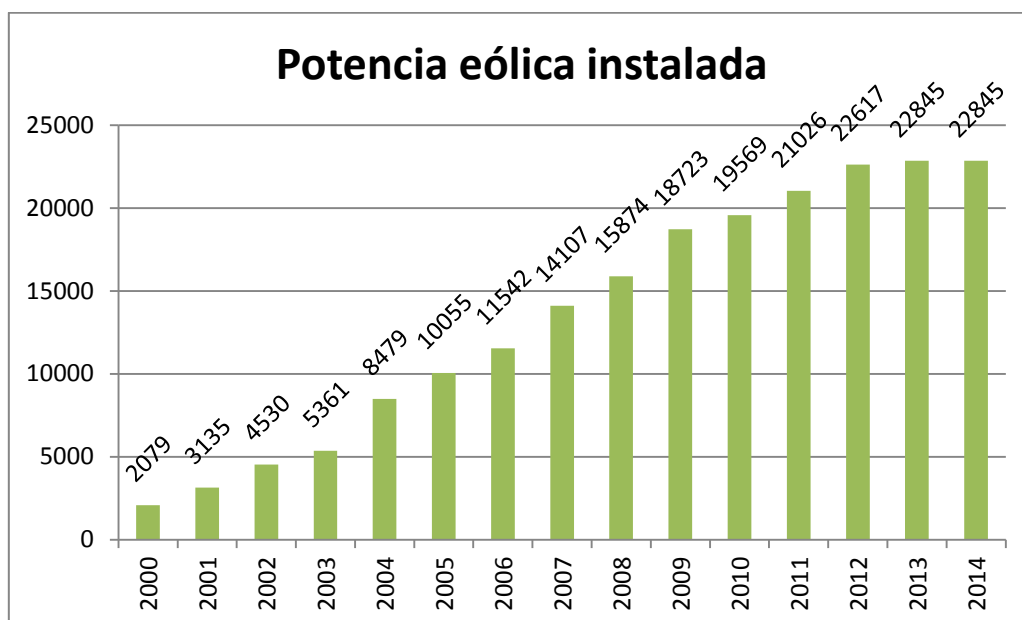
Aun así, los 31,29 €/MWh son ligeramente superiores a los costes operativos que son de 28,01 €/MWh, lo cual permite mantener la planta operativa.

Si como vemos, la eólica vendió a 35,77 €/MWh, por debajo del precio medio de mercado de 2014 a 43,25 €/MWh, esto podría entenderse como que la eólica bajó los precios de la electricidad *per se*, pero esto no es cierto ya que como se ha demostrado, sin las subvenciones, la eólica necesitaría vender su generación por encima del precio de mercado. Es decir, no es la eólica la que baja el precio de la electricidad, sino las subvenciones que se entregan a esta.

Por todo esto se puede concluir que un sistema basado exclusivamente en la eólica es inviable tanto económica como operativamente. Si se deseara tener un 100% de producción eólica en España, los costes de la electricidad serían aún más altos que los actuales, entre otras razones, porque habría que hacer inversiones en tecnologías de mantenimiento del recurso eólico para así asegurar el suministro en aquellos momentos donde el viento no sopla, encareciendo innecesariamente la electricidad. Se ha demostrado en estudios del proyecto StoRE (visto en el apartado 3.3.1) que no es económicamente rentable tener una capacidad de almacenaje para un aprovechamiento de más del 70% de los picos de producción renovable.

AÑO	MERCADO DIARIO	PRECIO FINAL	PRECIO FINAL/DIARIO	IPC
2000	31,87	39,07	1,23	100
2001	31,59	38,59	1,22	102,8
2002	38,91	45,71	1,17	106,5
2003	30,26	37,26	1,23	109,8
2004	28,74	35,65	1,24	113,2
2005	55,61	62,42	1,12	117
2006	53,97	65,81	1,22	123,3
2007	41,07	47,38	1,15	124,6
2008	65,9	69,61	1,06	129,8
2009	38,06	42,63	1,12	129,5
2010	38,4	45,36	1,18	132,1
2011	50,91	60,15	1,18	136,1
2012	48,79	59,42	1,22	139,4
2013	46,2	57,69	1,25	139,8
2014	43,25	54,95	1,27	139,3

Tabla 25: Evolución de los precios e IPC. Fuente: INE y REE

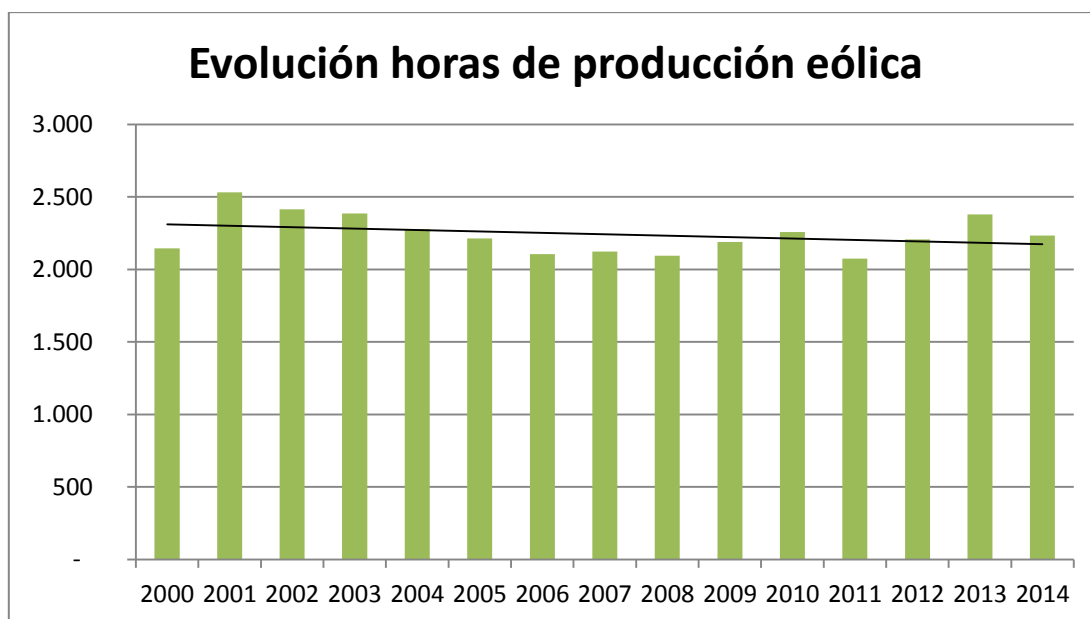


Gráfica 33: Potencia eólica acumulada por años durante el periodo 2000-2014. Fuente: REE y AEE

Se confirma en la Gráfica 33 cómo la instalación de potencia eólica se ha paralizado en los últimos años.

AÑO	Hidráulica	Nuclear	Carbón	Fuel/gas	Ciclo comb.	Pequeña hidráulica	Eólica	Solar	Bombeo
2000	13978	7799	11542	8214		1370	2079	1	1160
2001	14040	7816	11565	8214		1422	3135	2	1753
2002	14017	7871	11565	7494	2794	1450	4530	5	1810
2003	14088	7876	11565	6930	4394	1496	5361	7	1459
2004	13930	7876	11565	6947	8233	1638	8479	20	2727
2005	13930	7876	11424	6647	12224	1767	10055	36	2727
2006	13910	7716	11424	6647	15502	1869	11542	116	2747
2007	13910	7716	11357	4768	20960	1924	14107	558	2747
2008	13910	7716	11359	4418	21675	1979	15874	2984	2747
2009	14808	7729	11387	3008	23114	2022	18723	3482	2747
2010	14817	7790	11408	2282	25284	2036	19569	4186	2747
2011	14824	7866	11648	833	25318	2042	21026	5056	2517
2012	15039	7866	11114	520	25353	2042	22617	6270	2517
2013	15038	7866	11131	520	25353	2102	22845	6722	2517
2014	17791	7866	10972	520	25348	2105	22845	6728	2517

Tabla 26: Potencia instalada acumulada en MW para el periodo 2000-2014. Fuente: REE



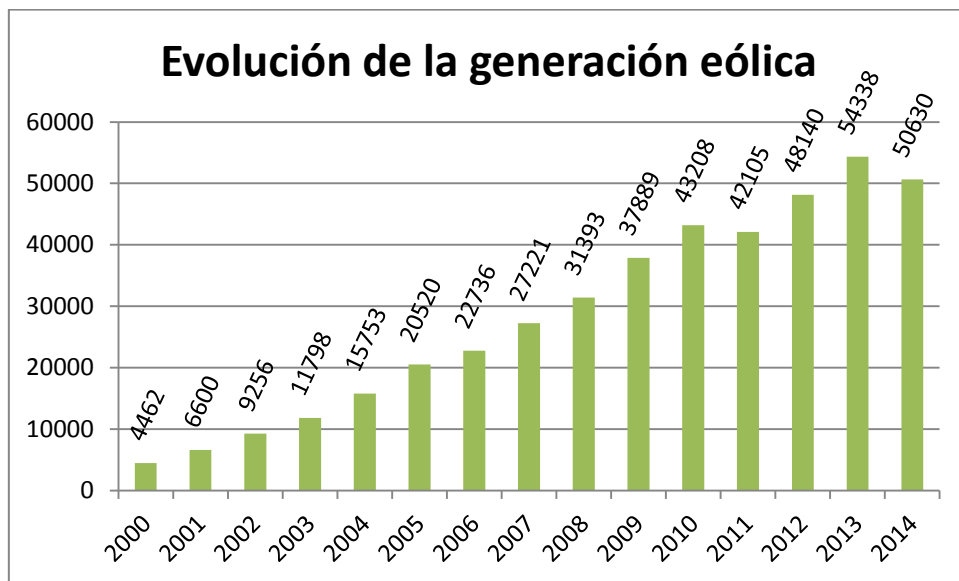
Gráfica 34: Evolución horas de producción eólica durante el periodo 2000-2014. Fuente: REE

Se observa como las horas de operación de la eólica se han mantenido relativamente constantes en los últimos 15 años pese a las mejoras operativas.

Por otro lado, las horas de producción de la solar se observa como han ido aumentando en mayor medida, debido a las mejoras tecnológicas en el sector.

AÑO	Hidráulica	Nuclear	Carbón	Fuel/gas	Ciclo comb.	Pequeña Hidráulica	Eólica	Solar	Bombeo
2000	1.992	7.976	6.617	1.248	-	2.800	2.146	1.000	4.230
2001	2.808	8.151	5.888	1.509	-	3.016	2.532	1.333	2.357
2002	1.607	8.006	6.811	2.198	1.900	2.599	2.415	1.143	3.844
2003	2.752	7.856	6.247	1.159	3.411	3.297	2.386	1.333	3.206
2004	2.138	8.076	6.603	1.108	3.519	2.806	2.276	1.259	1.689
2005	1.376	7.306	6.775	1.506	3.999	2.067	2.214	1.393	2.331
2006	1.821	7.792	5.778	888	4.097	2.141	2.105	1.303	1.915
2007	1.894	7.141	6.325	503	3.251	2.069	2.123	1.404	1.583
2008	1.540	7.643	4.074	538	4.212	2.231	2.094	1.588	1.358
2009	1.611	6.826	2.974	692	3.387	2.697	2.190	1.843	1.381
2010	2.609	7.958	1.937	800	2.555	3.352	2.257	1.782	1.623
2011	1.860	7.339	3.734	-	2.004	2.593	2.074	1.931	1.277
2012	1.294	7.815	4.924	-	1.522	2.275	2.206	1.991	1.996
2013	2.259	7.224	3.576	-	990	3.377	2.379	1.838	2.367
2014	2.016	7.294	4016	-	870	3.357	2.216	1.896	2.118

Tabla 27: Horas de producción año por tecnología para el periodo 2000-2014. Fuente: REE



Gráfica 35: Evolución de la generación eólica periodo 2000-2014 en GWh. Fuente: REE

La generación eólica se observa como está influenciada por el régimen de vientos anual.

AÑO	Hidraul.	Nuclear	Carbón	Fuel/gas	Ciclo comb.	Pequeña Hidráulica	Eólica	Solar	Generación neta	bombeo
2000	27.842	62.206	76.374	10.249	-	3.836	4.462	1	195.010	- 4.907
2001	39.424	63.708	68.091	12.398	-	4.289	6.600	2	205.634	- 4.131
2002	22.525	63.016	78.768	16.474	5.308	3.768	9.256	4	221.211	- 6.957
2003	38.773	61.875	72.249	8.035	14.990	4.933	11.798	8	224.208	- 4.678
2004	29.777	63.606	76.358	7.697	28.974	4.596	15.753	17	243.631	- 4.605
2005	19.169	57.539	77.393	10.013	48.885	3.652	20.520	39	253.884	- 6.358
2006	25.330	60.126	66.006	5.905	63.506	4.001	22.736	99	261.986	- 5.261
2007	26.352	55.102	71.833	2.397	68.139	3.980	27.221	473	271.636	- 4.349
2008	21.428	58.973	46.275	2.378	91.286	4.416	31.393	2.812	278.301	- 3.731
2009	23.862	52.761	33.862	2.082	78.279	5.454	37.889	5.959	264.540	- 3.794
2010	38.653	61.990	22.097	1.825	64.604	6.824	43.208	6.832	273.321	- 4.458
2011	27.571	57.731	43.488	-	50.734	5.294	42.105	8.924	264.937	- 3.215
2012	19.455	61.470	54.721	-	38.593	4.645	48.140	11.274	268.875	- 5.023
2013	33.970	56.827	39.807	-	25.091	7.099	54.338	12.357	260.271	- 5.958
2014	35.860	57.376	44.064	-	22.060	7.067	50.630	12.753	253.564	- 5.330

Tabla 28: Evolución de la generación en el sistema español 2000-2014 en GWh. Fuente: REE

AÑO	MINIMO	MEDIA	MAXIMO	COSTE MWh			
	HORAS	HORAS	HORAS	-1,00%	-2,00%	-3,00%	-4,00%
2015	1.942	1.998	2.054	63,83	63,83	63,83	63,83
2016	1.942	1.998	2.054	63,2	62,58	61,97	61,38
2017	1.942	1.998	2.054	62,57	61,35	60,17	59,02
2018	1.942	1.998	2.054	61,95	60,15	58,41	56,75
2019	1.942	1.998	2.054	61,34	58,97	56,71	54,56
2020	1.942	1.998	2.054	60,73	57,81	55,06	52,46
2021	1.942	1.998	2.054	60,13	56,68	53,46	50,45
2022	1.942	1.998	2.054	59,54	55,57	51,9	48,51
2023	1.942	1.998	2.054	58,95	54,48	50,39	46,64
2024	1.942	1.998	2.054	58,36	53,41	48,92	44,85
2025	1.942	1.998	2.054	57,79	52,36	47,5	43,12
2026	1.942	1.998	2.054	57,21	51,34	46,11	41,46
2027	1.942	1.998	2.054	56,65	50,33	44,77	39,87
2028	1.942	1.998	2.054	56,09	49,34	43,47	38,34
2029	1.942	1.998	2.054	55,53	48,38	42,2	36,86
2030	1.942	1.998	2.054	54,98	47,43	40,97	35,44
2031	1.942	1.998	2.054	54,44	46,5	39,78	34,08
2032	1.942	1.998	2.054	53,9	45,59	38,62	32,77
2033	1.942	1.998	2.054	53,36	44,69	37,49	31,51
2034	1.942	1.998	2.054	52,84	43,82	36,4	30,3
2035	1.942	1.998	2.054	52,31	42,96	35,34	29,13
2036	1.942	1.998	2.054	51,79	42,11	34,31	28,01
2037	1.942	1.998	2.054	51,28	41,29	33,31	26,93
2038	1.942	1.998	2.054	50,77	40,48	32,34	25,9
2039	1.942	1.998	2.054	50,27	39,69	31,4	24,9
2040	1.942	1.998	2.054	49,77	38,91	30,49	23,94
2041	1.942	1.998	2.054	49,28	38,14	29,6	23,02
2042	1.942	1.998	2.054	48,79	37,4	28,74	22,14
2043	1.942	1.998	2.054	48,31	36,66	27,9	21,29
2044	1.942	1.998	2.054	47,83	35,94	27,09	20,47
TOTAL	58.260	59.940	61.620				
Costes explotación	2.537.806	2.610.986	2.684.167				
Inversión estándar	1.215.056	1.215.056	1.215.056				
TOTAL	3.752.862	3.826.042	3.899.223				
Coste del Mwh	64,42	63,83	63,28				

Tabla 29: Costes estimados de la solar y previsión para próximos años. Elaboración propia a partir de datos IDAE [26] y BOE [27]. *Se han considerado unos costes de explotación de 43,56 €/MWh y una vida útil de 30 años.

Supuesto de cobertura del 100% de la demanda mediante eólica

Las necesidades de potencia en turbinación, en ausencia de otra tecnología que cubra la demanda, han de ser en cada momento las que necesite el mercado. En el caso del año 2014, el máximo de demanda fue 38.790 MW, lo que significarían unos 38000 MW en turbinación, descontada la producción eólica mínima supuesto el 100% de planta.

Las necesidades de almacenaje se han calculado (29700 GWh), son:

$$\min\left(\sum_1^{8760} (\text{Producción eólica} - 21\% \text{ de la demanda})\right) = -1390 \text{ GWh}$$

$$\max\left(\sum_1^{8760} (\text{Producción eólica} - 21\% \text{ de la demanda})\right) = 4853 \text{ GWh}$$

$$\frac{4.853 - (-1.390)}{0.2102 * 1000} = 29700 \text{ Gwh}$$

Como la suma de 4.853 y 1.390 son 6.243 GWh, esta energía es la que necesitaría tener almacenada el sistema en el momento más desfavorable del año para cubrir la demanda, en el supuesto de un 21,02% de cobertura con energía eólica, si hubiera que cubrir el 100%, serían necesarios los 29700 GWh calculados.

Los restantes supuestos se han calculado de forma similar.

Anexo XII : HVDC y HVDC Plus

Aplicaciones

Hay muchas aplicaciones posibles para las líneas de HVDC, en éste apartado se comentarán las más relevantes:

1. Interconexión entre redes regionales, nacionales e internacionales.

Las redes de HVDC pueden servir para unir redes AC asíncronas de diferentes frecuencias o voltajes. Esto ayuda al intercambio energético entre regiones y favorece el comercio y transmisión de energía entre países ya que no es necesario sincronizar las múltiples redes de ambos pues el sistema se encargaría de ello. Éstas líneas favorecen debido a su sistema multiterminal la unión de muchas redes AC o DC diferentes en una sola reduciendo significativamente los gastos de instalación y operativos, fortaleciendo la red y evitando que hayan cuellos de botella o sobrecargas en la misma con sistemas de seguridad como un switch de desconexión rápida que evita que las distorsiones circulen aguas abajo en la red.

Además, en las líneas HVDC no es necesario incrementar la potencia de cortocircuito como en la distribución AC cuando la red se amplía, lo que lleva a una prevención de distorsiones en cascada y a la necesidad de un firewall para prevención de apagones.

2. Interconexiones entre islas o islas y península.

Cuando una isla tiene que ser conectada a la red principal tiene el problema de la asincronía entre la red de la isla y de la península. Además, las pérdidas de los cables por distancia en AC son mayores que en las de DC y más en líneas submarinas.

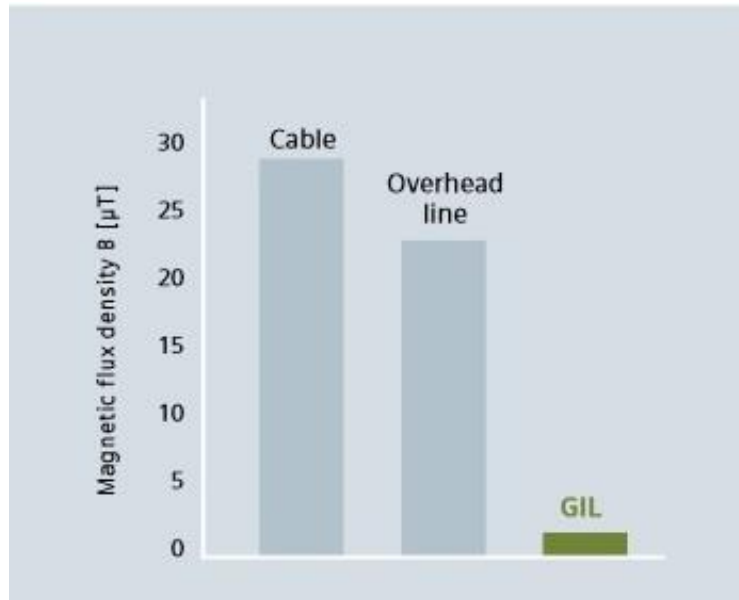
Por ello es recomendable el uso de la tecnología HVDC para éstas situaciones, el proyecto Cometa de Siemens es un buen ejemplo de ello. Une mediante un enlace HVDC la isla de Palma De Mallorca y la Península (en Valencia) y consigue por ejemplo disminuir en 1.2 Mton la emisión de CO₂, que sería la cantidad de gas que se produciría si en vez del enlace hubiera que construir una nueva central de generación en las islas.

3. Transmisiones a largas distancias y mayor seguridad/comodidad en las cortas.

La solución más económica es el transporte mediante líneas aéreas, éstas ocupan la mitad que su equivalente en AC para la misma potencia.

Pero también es posible el uso de cableado sin torres para distancias mayores de 80 Km en líneas submarinas y 120 Km en líneas subterráneas. Esto se hace mediante cables monopolo simétricos que se usan por ejemplo en las plataformas energéticas en el mar, campos de molinos de viento offshore y conexiones entre islas.

También existe para cortas distancias la opción de usar un GIL (Gas-Insulated Transmission Lines) que son líneas de transmisión para cortas distancias que van aisladas por nitrógeno y un pequeño porcentaje de SF₆ (sulphur hexafluoride). Éstas son mejores en muchos aspectos a las tradicionales, pero sobre todo desde el punto de vista de instalación en los alrededores de ciudades o núcleos poblacionales, por su menor incidencia en la salud de las personas, al generar un campo eléctrico más reducido que las líneas comunes.



Gráfica 36: Comparación entre campos magnéticos de diferentes sistemas de transmisión de alto voltaje.
Fuente: Siemens

La gráfica 1 muestra la comparación para un sistema de 400 kV a 2MVA de carga, en el caso del GIL y el cable normal, ambos están a 1 metro de profundidad. Esto ayuda también en el caso de las grandes urbes donde no sería necesario la construcción de una central cerca de ellas, mejorando así la calidad del aire que respiran los ciudadanos, eliminando el impacto visual y reduciendo las posibles molestias auditivas.

4. Acceso a la red para instalaciones offshore



Las fluctuaciones en la producción de energía eólica requieren de una especial atención para que no afecten a la estabilidad de la red. Siemens ha desarrollado para ésta y otras aplicaciones (plataformas petrolíferas, minas, etc..) una central de transformación que se encontraría en el centro mismo de la producción y que reduciría los costes de instalación, mantenimiento y transmisión de la energía.

Ilustración 5: Foto de un centro de transformación offshore. Fuente: Siemens

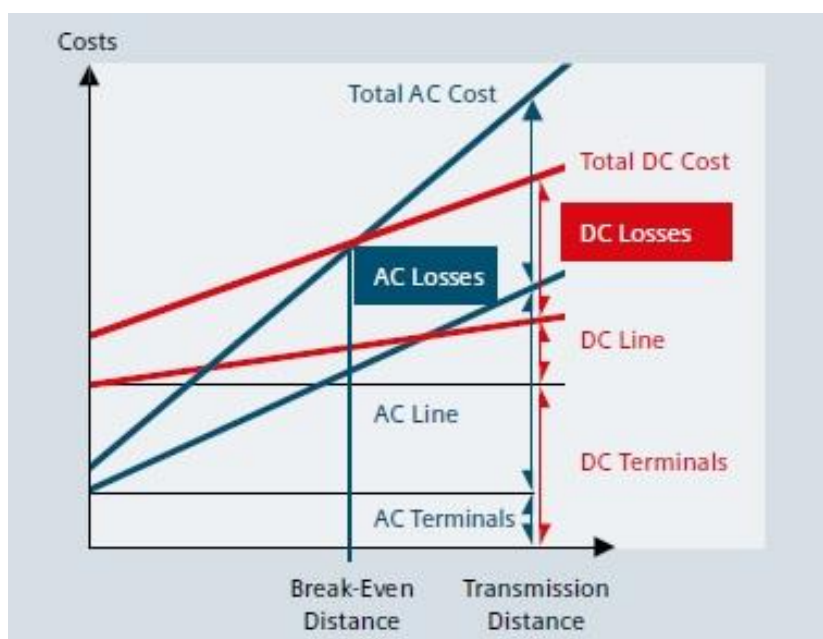
Beneficios

Los beneficios de una red HVDC son amplios y comprenden campos diferentes, aquí se recogen algunos de los más importantes.

Económicos

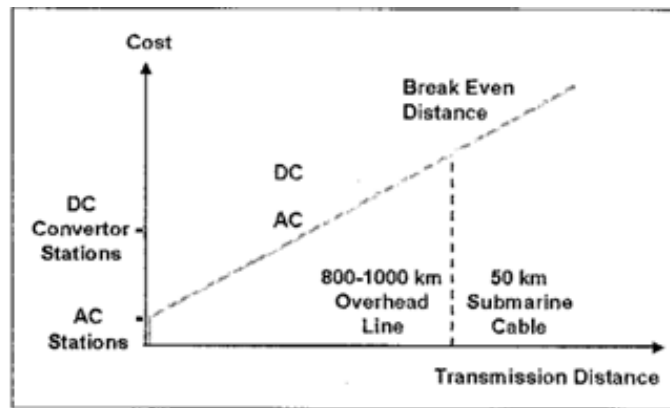
1. Menores pérdidas y coste eficiente.

Uno de los principales beneficios de las redes de transmisión de DC son las menores pérdidas para una misma capacidad de transmisión, pero no son los únicos costes que han de ser tenidos en cuenta, por eso hay que considerar las distancias de transmisión para calcular los costes y la rentabilidad del proyecto.



Gráfica 37: Costes con la distancia de las redes DC y AC. Fuente: Siemens

En la gráfica 2 se ve un valor llamado “Break-Even distance” y es la distancia a partir de la cual los costes totales en DC son inferiores a los de AC, esta distancia es a partir de los 600 Km (en tierra) para una potencia de 1000 MW. También se puede observar que los costes de terminal en el caso de AC son menores, pero en el caso de las líneas son mucho mayores, así como también en el caso de pérdidas. Por tanto en el único campo económico donde ganan las líneas de AC es en los terminales, algo que con el paso del tiempo y una mayor extensión de esta tecnología (y por reducción de costes) se conseguiría reducir el coste en DC en éste campo. Es interesante remarcar que la “Break-even distance” para el caso de líneas submarinas es a partir de 50 Km.



Gráfica 38: Break-even distance para líneas submarinas. Fuente: Siemens

UHVDC (Ultra High Voltage Direct Current)

Las líneas UHVDC son la respuesta al crecimiento de las energías renovables, a la mayor necesidad de transmisión de electricidad a largas distancias y a la deseada estabilidad de la red. Se tratan de líneas de alta tensión bipolares de ± 800 kV en con una capacidad de potencia de transmisión de más de 7 GW; La conversión AC-DC/DC-AC mediante nuevos tiristores de 8 kV es la que hace esto posible.

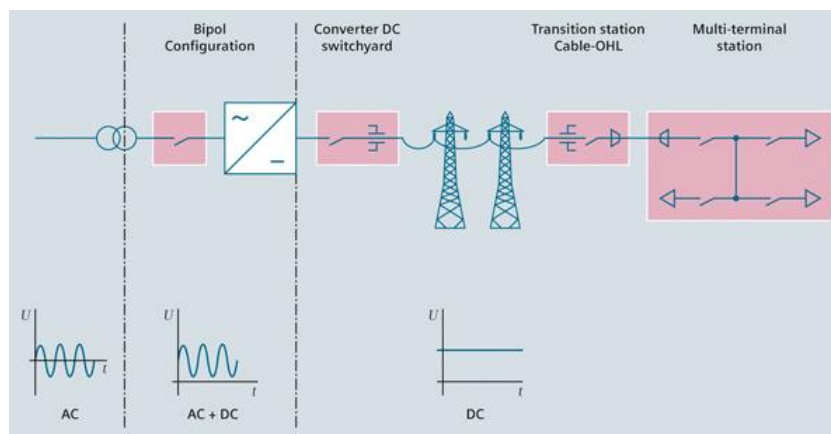


Figura 39: Proceso transformación AC/DC en líneas HVDC. Fuente: Siemens

El sistema dispone de un bypass que otorga flexibilidad al sistema que convierte una transmisión bipolar de 800 kV en dos convertidores de 400 kV, cualquiera de los cuales puede ser bypassado sin necesidad de cortar la transmisión.

Con todo esto se consigue reducir las pérdidas de transmisión y emisiones de CO_2 en un 60% respecto a las líneas tradicionales de HVDC de ± 500 kV.

Éste tipo de líneas tienen una huella medioambiental y visual significativamente menor que las de AC en el caso de líneas aéreas, sirve para estabilizar las redes AC en una única central de transformación antes de mandar lejos la energía y están recomendadas para transmisión de potencia a muy largas distancias (alrededor de 2000 Km).

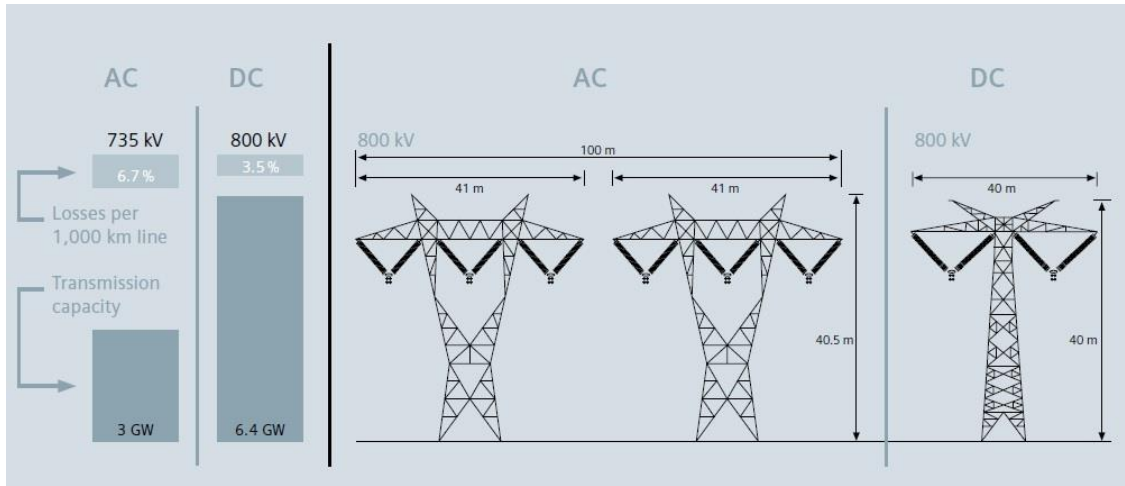


Figura 40: Comparativa de tamaño, pérdidas y capacidad de transmisión entre líneas de AC y DC. Fuente: Siemens

Anexo XIII: Tecnologías energéticas marinas (no-eólica)

El océano es una fuente significativa de energías renovables que hasta el momento apenas está siendo aprovechado. Las tecnologías como la eólica offshore principalmente y luego la energía de las corrientes de las mareas y la energía de las olas, se espera que despeguen durante la próxima década. En éste anexo se hará un análisis sobre la actualidad de cada uno de éstos métodos; en el caso del aprovechamiento de las olas y las mareas, también se hablará de las tecnologías diferentes desde las que se acerca el mercado para aprovecharlas, como pasó hace años con la eólica cuando la industria se decidió por los aerogeneradores tripala, ahora hay una lucha por ver qué sistema es más óptimo de los desarrollados por las muchas empresas que actualmente están compitiendo por ser los elegidos por la industria para prosperar.

Dentro de las Energías del Mar, existen tecnologías claramente diferenciadas, en función del aprovechamiento energético: energía de las mareas o mareomotriz, energía de las corrientes, energía maremotérmica, energías de las olas o undimotriz y energía del gradiente salino (osmótica).

Maremotriz: consiste en el aprovechamiento energético de las mareas. Se basa en aprovechar el ascenso y descenso del agua del mar producido por la acción gravitatoria del Sol y la Luna, aunque sólo en aquellos puntos de la costa en los que la mar alta y la baja difieren más de cinco metros de altura es rentable instalar una central mareomotriz. Un proyecto de una central mareomotriz está basado en el almacenamiento de agua en un embalse que se forma al construir un dique con unas compuertas que permiten la entrada de agua o caudal a turbinar, en una bahía, cala, río o estuario para la generación eléctrica.

Energía de las corrientes: consiste en el aprovechamiento de la energía cinética contenida en las corrientes marinas. El proceso de captación se basa en convertidores de energía cinética similares a los aerogeneradores empleando en este caso instalaciones submarinas.

Maremotérmica: se fundamenta en el aprovechamiento de la energía térmica del mar basado en la diferencia de temperaturas entre la superficie del mar y las aguas profundas. El aprovechamiento de este tipo de energía requiere que el gradiente térmico sea de al menos 20°. Las plantas maremotérmicas transforman la energía térmica en energía eléctrica utilizando el ciclo termodinámico denominado "ciclo de Rankine" para producir energía eléctrica cuyo foco caliente es el agua de la superficie del mar y el foco frío el agua de las profundidades.

Energía de las olas o Undimotriz: Es el aprovechamiento energético producido por el movimiento de las olas. El oleaje es una consecuencia del rozamiento del aire sobre la superficie del mar, por lo que resulta muy irregular. Ello ha llevado a la construcción de múltiples tipos de máquinas para hacer posible su aprovechamiento.

Potencia Osmótica: La Potencia Osmótica o energía azul es la energía obtenida por la diferencia en la concentración de la sal entre el agua de mar y el agua de los ríos mediante los procesos de ósmosis.

Tipos de turbina para aprovechamiento de la energía de las mareas [42] [32]

Seagen S

Es la alternativa de Siemens para el aprovechamiento de las corrientes marinas. Se trata del proyecto desarrollado por una compañía adquirida por Siemens llamada Marine Current Turbines (MCT).

Consta de dos turbinas bipala en eje horizontal con un diseño parecido al tradicional eólico; los rotores están conectados a engranajes que consiguen aumentar la energía rotacional del eje que lleva al generador.

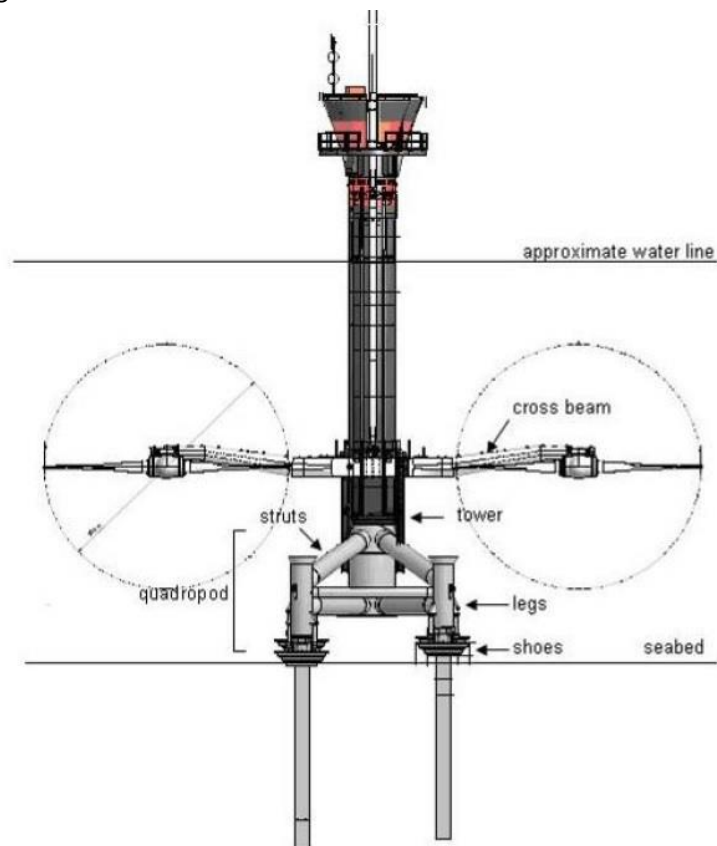


Figura 41: Esquema de un Seagen S. Fuente: Siemens

El sistema es válido para profundidades de hasta 38 metros y desarrolla su máxima potencia en corrientes de hasta 2.4 m/s.

El diámetro de cada rotor es de 16 metros y es capaz de desarrollar una potencia de 1.2 MW, aunque una versión más reciente con un rotor de 20 m, tiene una potencia de 2 MW.

El sistema es capaz de verter hasta 20 MWh de energía por día en la zona donde se realizaron las pruebas, lo que arroja un total de 6000 MWh al año, lo que es aproximadamente la tasa de captura de energía de una turbina eólica del doble de potencia (2.4 MW).

Las palas están configuradas en 180° para maximizar el rendimiento y permite trabajar en reflujos e inundación. Y el sistema puede apagar cuando está en plena carga en menos de 3 segundos en caso de ser necesario incluso en flujo fuerte de corrientes.

Otra característica es que los rotores pueden ser movidos de arriba abajo haciendo posible que el sistema opere en el tercio superior de la columna de agua que es donde más energía se encuentra, permitiendo que la eficiencia suba al 48% a lo largo de una amplia gama de velocidades de corriente. A su vez, ésta característica facilita el mantenimiento ya que éstas pueden sacarse del agua y por tanto no sería necesario el uso de buzos ni equipos especializados y aumenta su disponibilidad operativa.



Figura 42: Simulación de un Seagen S instalado y en funcionamiento. Fuente: Siemens

No necesita equipamiento eléctrico externo ya que lo necesario para la adaptación y distribución eléctrica se encuentra integrado en el sistema SeaGen mismo. Esto permite que los dispositivos puedan usar una configuración daisy-chain , lo que reduce costes de cableado a tierra. Actualmente están en desarrollo una versión de 3 MW. El proyecto (instalación, operación y otros aspectos del mismo) ha sido estudiado durante 3 años con un extensivo control medioambiental que concluye que el sistema no produce impacto significativo en el medio marino.

Kobold

La turbina Kobold está desarrollada por INSEAN y Ponte di Archimede International. El dispositivo es una turbina de eje vertical que usa el empuje de subida para generar electricidad.

Se hicieron pruebas con dos modelos, uno de tres palas y otro de cuatro como se puede ver en la figura siguiente:

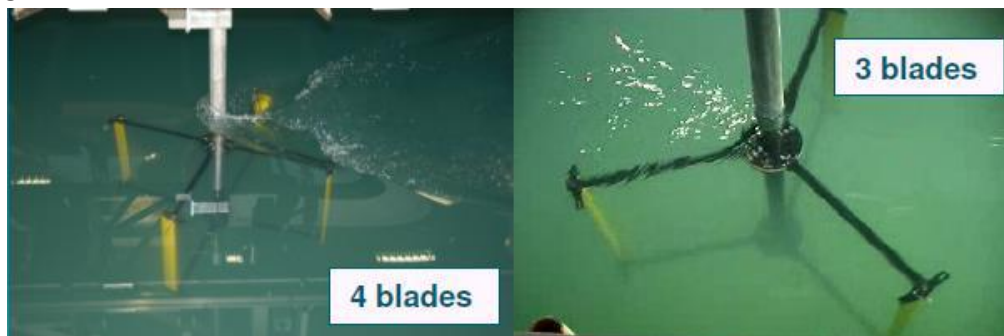


Figura 43: Modelo de tres y cuatro palas. Fuente: [42]

En la versión de cuatro palas se hacía palpable la interferencia por perturbación hidrodinámica y se eligió finalmente la versión de 3 palas.

Las pruebas con la turbina dieron unos datos de producción de unos 25-30 kW a 2 m/s y 18 RPM.

Sin embargo, tras 6 años de funcionamiento de la planta de pruebas, se dieron diferentes fallos o ineficiencias en el sistema como por ejemplo la necesidad de enviar buzos periódicamente para limpiar las turbinas y mantener la eficiencia, así como diferentes problemas de materiales con las palas y el cojinete de empuje.

OpenHydro

Es una turbina de tipo eje horizontal de movimiento lento y fue la primera compañía de energía de mareas en conectar a la red eléctrica del Reino Unido.

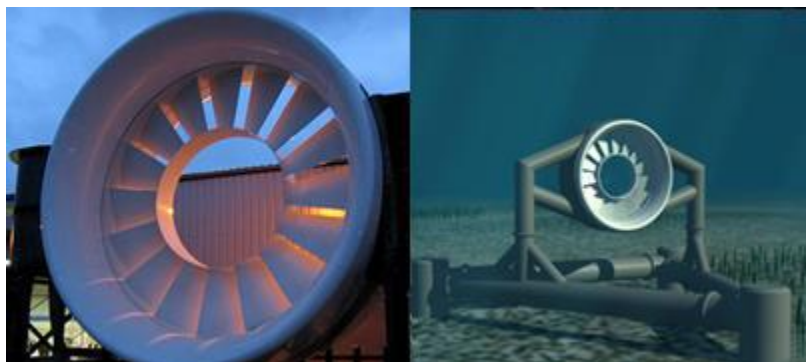


Figura 44: Turbina OpenHydro. Fuente: [42]

La turbina se ha desarrollado de forma que tenga que estar asentada en el fondo marino; tiene 6 metros de diámetro y una potencia de unos 250 kW. El rotor es la única pieza móvil del conjunto. Con el centro abierto y la forma de las palas está hecho de tal forma que mejore el rendimiento, así como una reducción del riesgo para la fauna marina. El estator está integrado para minimizar las partes móviles. Los costes de generación de electricidad con ésta turbina es comparable según la compañía a los de los molinos de viento Offshore.

Stingray

Se trata de un hidrodreslizador oscilante que cambia el ángulo de ataque hacia la corriente de la marea.

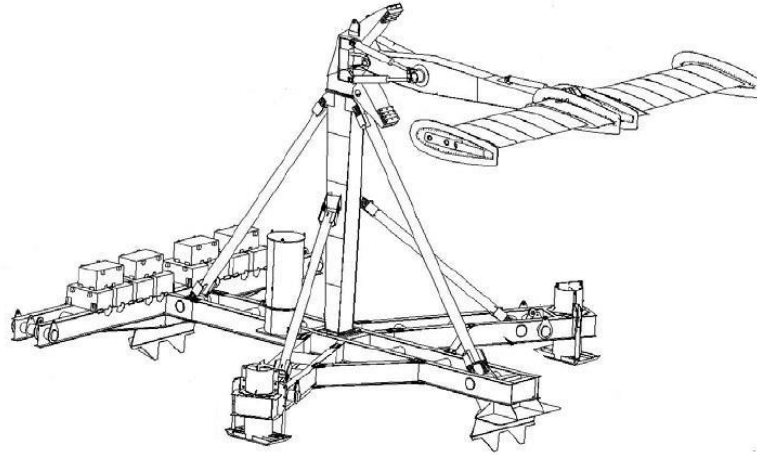


Figura 45: Sistema Stingray. Fuente: [42]

El sistema se basa en la fuerza ascendente que hace que se mueva el deslizador en un movimiento de bombeo periódico. Sin embargo este movimiento no lineal tiene un grado de complejidad mecánica muy alta. Al menos el 15% de la potencia obtenida es perdida por la presión hidráulica en el acumulador para parar el deslizador, cambiar el ángulo del mismo y empezar el movimiento en sentido contrario.

Rotech tidal turbine (RTT)

Se trata de un sistema de turbina bidireccional de eje horizontal. Se instalaría en el fondo marino y la turbina estaría en el centro de un conducto simétrico.

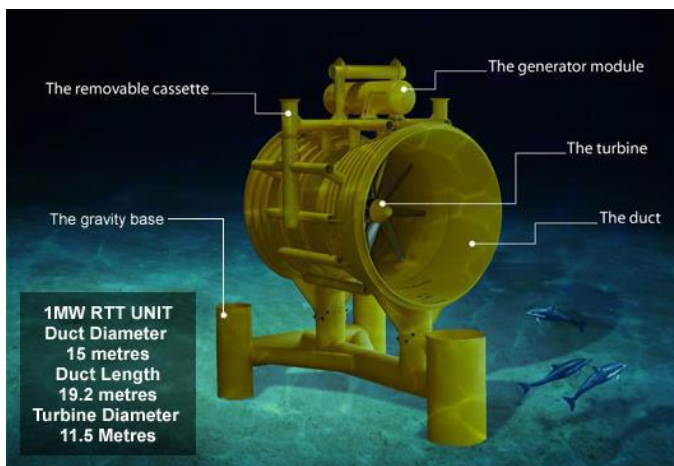


Figura 46: Turbina Rotech. Fuente: [42]

El conducto aceleraría el agua que entra a la turbina para maximizar la eficiencia. Usa cimentación por gravedad y puede instalarse en profundidades de unos 40m, además como se observa en la Figura 46, la turbina puede desmontarse de la base y llevarse a la superficie.

Flumill

Esta alternativa se trata de dos turbinas colocadas en el fondo marino con una boya en la parte alta que conecta ambas turbinas.



Figura 47: Sistema Flumill. Fuente: [42]

El sistema facilita el remolque del dispositivo e instalación del dispositivo lo que reduce la necesidad de grandes barcos para su transporte y por tanto reduce sus costes de instalación. Sin embargo el sistema necesita de una base previamente anclada al suelo marino antes de poderlo instalar; la base tiene incluida el generador al que irán unidas las turbinas.

Estas turbinas se regulan solas y tienen unos ángulos de operación de unos 25-50° respecto su posición vertical, permitiéndolas trabajar en un amplio rango de velocidades de corrientes y minimizando la carga que tiene que soportar la base. Están hechas de composite para hacerlas más ligeras y reducir los costes. El modo de funcionamiento es que cuando el agua pasa por las hélice, ésta cambia su dirección, forzando por tanto a las hélices a girar; éstas giran en contra-rotación a su eje y han sido diseñadas para que tengan baja cavitación y turbulencia.

Deep Green

Se trata de una tecnología de cometa para corrientes desarrollada por Minesto. Se trata de una tecnología bastante novedosa en el ámbito del aprovechamiento de la energía de las mareas y funciona como una cometa de viento normal pero con un generador bajo ésta. Se tratan de unidades de 500 kW de un peso de unas 7 Ton (un peso bajo comparado con el resto de tecnologías).

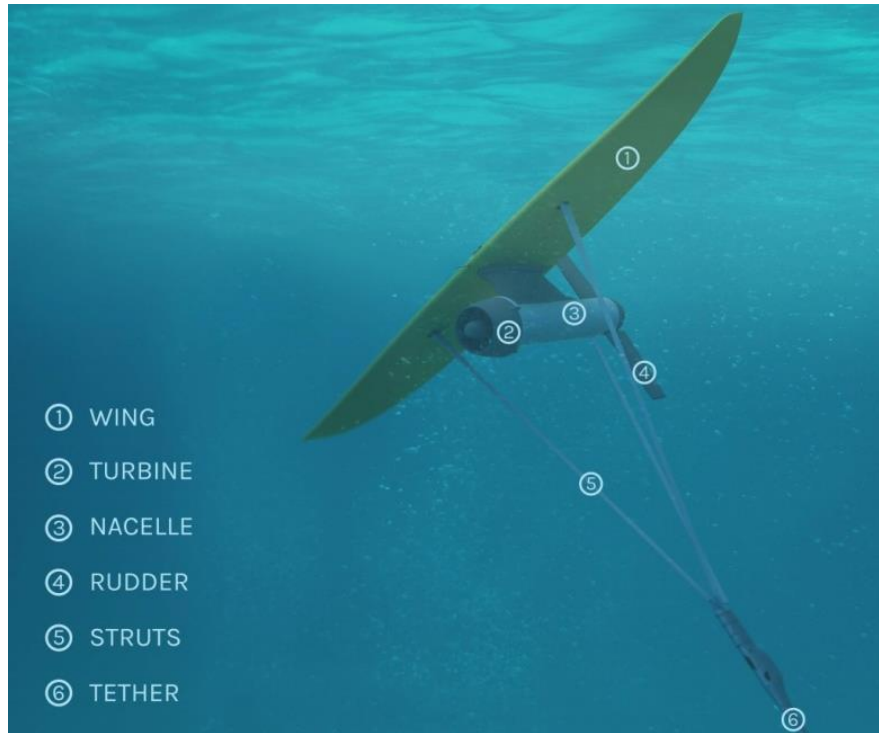


Figura 48: Sistema Deep Green. Fuente: [42]

Esta tecnología se ha pensado para zonas de corrientes de baja velocidad, inferiores a 2.5m/s, para evitar así competir en zonas de corrientes donde otras tecnologías están más asentadas, lo que da una cantidad inmensa de sitios posibles donde instalar el sistema.

Atlantis AN-400

Se trata de un sistema de palas perpendiculares al flujo de corriente, diseñado para aguas poco profundas o superficiales, que funciona incluso alta cantidad de escombros.



Figura 49: Sistema Atlantis. Fuente: [42]

APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA DE LAS OLAS [29]

Para extraer energía de las olas hace falta un sistema que convierta el flujo oscilatorio de las olas, en algo regular para asegurar un suministro eléctrico fiable.

Una parte importante de la estructura es el tamaño, éste afectará a la eficiencia del sistema así como a su esperanza de vida. Generalmente el mejor tamaño puede ser estimado midiendo el volumen de agua marina que se encuentra normalmente por ola, para así hacer un sistema que capture el total de la energía de ésta. Las características de las olas varían a lo largo del mundo por lo que el tamaño de las instalaciones variará de una instalación a otra y ha de ser diseñado para las condiciones de ola locales.

La energía media de las olas alrededor del mundo varía de 1 a 100 kW/m, pero no toda la energía se aprovecha, pues ésta ha de ser convertida primero en energía mecánica, lo que redundará en abundantes pérdidas.

Luego hay varios problemas que influyen a la hora de seleccionar una ubicación para el complejo y es que por ejemplo en el caso de fuertes tormentas el sistema podría dañarse; la corrosión del agua marina también es un problema. Todo esto y otros problemas encarecen el método que requiere de mejoras para mejorar su competitividad frente a otras tecnologías.

El método más usado alrededor del mundo es el de tecnología de *columna de agua oscilante* (OWC, Oscillating Water column). El proceso es el que se muestra en la siguiente figura.

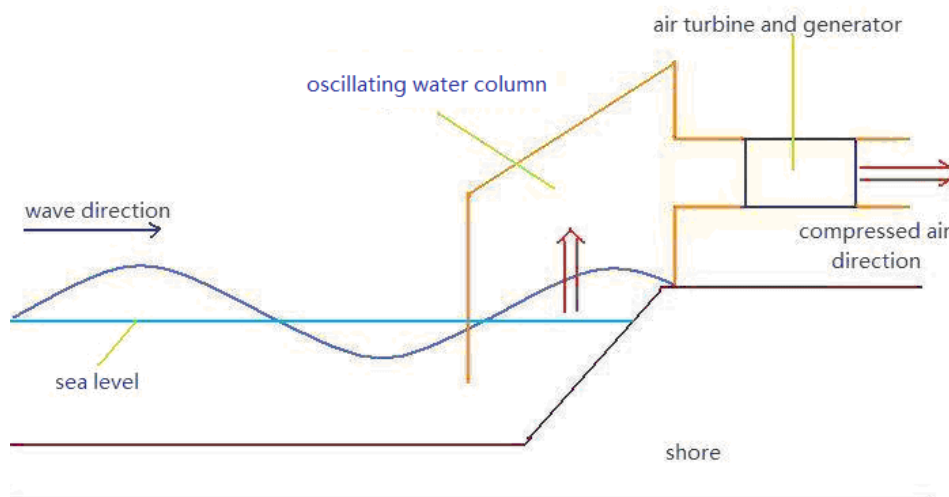


Figura 50: Esquema de funcionamiento del OWC

Hay muchos tipos diferentes de sistemas OWC, pero ninguno es rentable para uso comercial por el momento pues requiere de una gran inversión y costes de mantenimiento.

En España un reciente estudio del "instituto de hidráulica ambiental" de la universidad de Cantabria muestra que España tiene un gran potencial en el campo de las energías del mar.

Anexo XIV: Glosario de términos

Parte de las definiciones son las dadas por Red Eléctrica de España. [43]

Acción coordinada de balance (counter-trading)

Programa de intercambio de energía entre dos sistemas eléctricos establecido en tiempo real, de forma coordinada entre los operadores de ambos sistemas, y que se superpone a los programas de intercambio firmes para, respetando éstos, resolver una situación de congestión identificada en tiempo real en la interconexión.

Acoplamiento de mercados

Mecanismo de gestión de la capacidad de intercambio mediante el cual se obtienen de forma simultánea los precios y posiciones netas de los mercados diarios acoplados determinándose de forma implícita los flujos de energía resultantes siempre respetando la capacidad de intercambio disponible.

Banda de regulación secundaria y regulación secundaria

La regulación secundaria es un servicio complementario de carácter potestativo que tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-demanda, corrigiendo los desvíos respecto al programa de intercambio previsto del Bloque de Control España y las desviaciones de la frecuencia. Su horizonte temporal de actuación alcanza desde los 20 segundos hasta los 15 minutos. Este servicio es retribuido mediante mecanismos de mercado por dos conceptos: disponibilidad (banda de regulación) y utilización (energía).

Capacidad de intercambio comercial

Es la capacidad técnica máxima de importación y de exportación del sistema eléctrico español con el correspondiente sistema de un país vecino compatible con el cumplimiento de los criterios de seguridad establecidos para cada sistema.

Capacidad térmica de la línea

Máxima potencia que puede transportar una línea eléctrica sin incumplir las distancias de seguridad. Este valor depende de las características de la línea y de las características ambientales (temperatura, viento e insolación).

Ciclo combinado

Tecnología de generación de energía eléctrica en la que coexisten dos ciclos termodinámicos en un sistema: uno, cuyo fluido de trabajo es el vapor de agua, y otro, cuyo fluido de trabajo es un gas. En una central eléctrica el ciclo de gas genera energía eléctrica mediante una turbina de gas y el ciclo de vapor de agua lo hace mediante una o varias turbinas de vapor. El calor generado en la combustión de la turbina de gas se lleva a una caldera convencional o a un elemento recuperador del calor y se emplea para mover una o varias turbinas de vapor, incrementando el rendimiento del proceso. A ambas turbinas, de gas y vapor, van acoplados generadores eléctricos.

Cogeneración

Proceso mediante el cual se obtiene simultáneamente energía eléctrica y energía térmica y/o mecánica útil.

Comercializadores

Son aquellas sociedades mercantiles o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional en los términos establecidos en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Congestión

Situación en la que la interconexión que enlaza los dos sistemas eléctricos vecinos no puede acoger todos los flujos físicos resultantes del comercio internacional, debido a una insuficiente capacidad de los elementos de interconexión y/o de las propias redes de transporte nacionales en cuestión.

Consumidores

Personas físicas o jurídicas que compran energía para su propio consumo. Aquellos consumidores que adquieren energía directamente en el mercado de producción se denominan Consumidores Directos en Mercado.

Consumos en bombeo

Energía empleada en las centrales hidráulicas de bombeo para elevar el agua desde el vaso inferior hasta el superior para su posterior turbinación.

Consumos en generación

Energía utilizada por los elementos auxiliares de las centrales, necesaria para el funcionamiento de las instalaciones de producción.

Contratos bilaterales

Los productores, los autoproductores, los comercializadores, los consumidores o los representantes de cualquiera de ellos, como sujetos del mercado de producción podrán formalizar contratos bilaterales con entrega física de suministro de energía eléctrica.

Control de tensión

Servicio complementario que tiene por objeto garantizar el adecuado control de la tensión en los nudos de la red de transporte de forma que la operación del sistema se ejecute en las condiciones de seguridad y fiabilidad requeridas, el suministro de energía a los consumidores finales se efectúe con los niveles de calidad exigibles y las unidades de producción puedan funcionar en las condiciones establecidas para su operación normal.

Control del factor de potencia

El artículo 7 apartado e) del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, establece medidas para el control del factor de potencia de aplicación para las instalaciones dentro del ámbito de este Real Decreto.

Coste marginal de generación

Estimación de cómo cambiará el coste económico si la generación se incrementa en una unidad.

Demanda b.c. (barras de central)

Energía inyectada en la red procedente de las centrales de generación y de las importaciones, y deducidos los consumos en bombeo y las exportaciones. Para el traslado de esta energía hasta los puntos de consumo habría que detraer las pérdidas originadas en la red de transporte y distribución.

Demanda en mercado libre

Demanda de energía eléctrica elevada a barras de central según pérdidas estándar de los consumidores peninsulares que contratan la energía con un comercializador o directamente en el mercado.

Demanda en mercado de suministro de referencia

Demanda de energía eléctrica elevada a barras de central según pérdidas aplicables a los consumidores peninsulares que contratan su energía con un comercializador de referencia.

Desvíos medidos

Diferencia entre la energía medida en barras de central y la energía programada en el mercado.

Desvíos medidos a bajar

Los desvíos medidos a bajar son aquellos que resultan cuando la producción medida en barras de central es menor a la programada en el mercado o cuando el consumo medido en barras de central es mayor que el programado en el mercado, y por lo tanto el sistema tiene que gestionar esa diferencia aumentando producción o reduciendo consumo de bombeo a través de los mercados de ajuste en tiempo real.

Desvíos medidos a subir

Los desvíos medidos a subir son aquellos que resultan cuando la producción medida en barras de central es mayor a la programada en el mercado o cuando el consumo medido en barras de central es menor que el programado en el mercado, por lo tanto el sistema tiene que gestionar esa diferencia reduciendo producción o aumentando consumo de bombeo a través de los mercados de ajuste en tiempo real.

Desvíos de regulación

Son los desvíos que se producen entre dos sistemas eléctricos como diferencia entre los intercambios internacionales programados y los intercambios internacionales físicos.

Distribuidores

Son aquellas sociedades mercantiles o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que tienen la función de distribuir energía eléctrica, así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar la energía en los puntos de consumo.

Energías renovables

Son aquellas obtenidas de los recursos naturales y desechos, tanto industriales como urbanos. Incluyen biogás, biomasa, eólica, hidroeólica, hidráulica, hidráulica marina, solar, y residuos.

Energías no renovables

Aquellas obtenidas a partir de combustibles fósiles (líquidos o sólidos) y sus derivados.

Excedente/déficit de desvíos

Diferencia entre el importe de la liquidación de los desvíos y de las energías empleadas para mantener el equilibrio generación-demanda.

Generación con bombeo en ciclo cerrado

Producción de energía eléctrica realizada por las centrales hidroeléctricas cuyo embalse asociado no recibe ningún tipo de aportaciones naturales de agua, sino que ésta proviene de su elevación desde un vaso inferior.

Generación neta

Producción de energía en b.a. (bornes de alternador), menos la consumida por los servicios auxiliares y las pérdidas en los transformadores.

Gestión de desvíos

El mecanismo de gestión de desvíos es un servicio de carácter potestativo gestionado y retribuido por mecanismos de mercado. Tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo que pudieran aparecer con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta el inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión.

Índice de producible hidráulico

Cociente entre la energía producible y la energía producible media, referidas ambas a un mismo periodo y a un mismo equipo hidroeléctrico.

Indisponibilidad de las unidades de producción

Una unidad de producción está completamente disponible si puede participar en el despacho de producción sin ninguna limitación de capacidad de generación ni, en su caso, de consumo de bombeo. En caso contrario se considerará la existencia de una indisponibilidad, que podrá ser parcial o total. La potencia neta indisponible de un grupo vendrá determinada por la diferencia entre la potencia neta instalada en barras de central y la potencia neta realmente disponible.

Intercambios de apoyo

Son programas que se establecen entre dos sistemas eléctricos para garantizar las condiciones de seguridad del suministro de cualquiera de los dos sistemas interconectados, en caso de urgencia para resolver una situación especial de riesgo en la operación de uno de los sistemas, previo acuerdo de los operadores respectivos y en ausencia de otros medios de resolución disponibles en el sistema que precise el apoyo.

Intercambios internacionales físicos

Comprende todos los movimientos de energía que se han realizado a través de las líneas de interconexión internacional durante un período determinado de tiempo. Incluye las circulaciones en bucle de la energía consecuencia del propio diseño de la red.

Intercambios internacionales programados

Son los programas que se establecen entre dos sistemas eléctricos como consecuencia del conjunto de transacciones individuales programadas por los Sujetos del Mercado en el mercado o mediante contratos bilaterales.

Interrumpibilidad

Es una herramienta de gestión de la demanda para dar una respuesta rápida y eficiente a las necesidades del sistema eléctrico de acuerdo a criterios técnicos (de seguridad del sistema) y económicos (de menor coste para el sistema), que consiste en reducir la potencia activa demandada en respuesta a una orden dada por Red Eléctrica como Operador del Sistema. De acuerdo con la normativa relativa al mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad (Orden IET/2013/2013 y sus posteriores modificaciones) el recurso interrumpible se asigna mediante un procedimiento de subastas, siendo el Operador del Sistema el responsable de organizar y gestionar dicho sistema de subastas.

Market splitting o separación de mercados

Mecanismo de gestión de la capacidad de intercambio entre dos o más sistemas eléctricos que se desarrolla de forma simultánea con el mercado ibérico intradiario de producción y que utiliza con criterios de eficiencia económica la capacidad vacante entre los sistemas eléctricos. En caso de congestión entre los sistemas, el mercado separa en zonas de precio diferente. En caso contrario existe un precio único para el mercado en su totalidad. Este mecanismo fue utilizado también en el horizonte diario en la interconexión con Portugal hasta el 13 de mayo de 2014.

Mercados de balance

Son aquellos mercados de servicios de ajuste del sistema destinados al equilibrio entre generación y demanda (servicios de gestión de desvíos y energías de regulación terciaria y secundaria).

Mercado de producción

Es el integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica. Se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, mercados no organizados y servicios de ajuste del sistema, entendiéndose por tales la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos.

Mercado diario

Es el mercado en el que se llevan a cabo las transacciones de compra y venta de energía eléctrica para el día siguiente.

Mercado intradiario

Tiene por objeto atender los ajustes que en la oferta y demanda de energía se puedan producir con posterioridad a haberse fijado el mercado diario.

Mercado secundario de capacidad

Mecanismo que permite la transferencia y reventa, por parte de un sujeto, de los derechos físicos de capacidad adquiridos en las subastas anuales y mensuales o por medio de transferencias.

Operador del Mercado

Sociedad mercantil que asume la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado diario e intradiario de energía eléctrica en los términos que reglamentariamente se establezcan.

Operador del Sistema

Sociedad mercantil que tiene como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte, ejerciendo sus funciones en coordinación con los operadores y sujetos del Mercado Ibérico de Energía Eléctrica bajo los principios de transparencia, objetividad, independencia y eficiencia económica. El Operador del Sistema será el gestor de la red de transporte.

Pago por capacidad

Pago regulado para financiar el servicio de capacidad de potencia a medio y largo plazo ofrecido por las instalaciones de generación al sistema eléctrico.

Potencia instantánea

La potencia instantánea es la potencia absorbida por la demanda en cualquier instante de tiempo.

Potencia instalada

Potencia máxima que puede alcanzar una unidad de producción, durante un período determinado de tiempo, medida a la salida de los bornes del alternador.

Potencia neta

Potencia máxima que puede alcanzar una unidad de producción medida a la salida de la central, es decir, deducida la potencia absorbida por los consumos en generación.

Precio marginal

Precio de la última oferta de venta que ha sido necesario asignar para cubrir la demanda en una convocatoria de mercado. Este precio es el que cobran todos los productores y el que pagan todos los consumidores que participan en dicha convocatoria.

Precio spot

Es el precio negociado en el mercado diario hora a hora el día anterior.

Precio final

Es el precio final es el precio spot más el costes de los ajustes del sistema para adecuar la oferta a la demanda.

Precio medio ponderado

Resultado de multiplicar cada uno de los distintos precios medios por la energía correspondiente, sumar las cantidades así obtenidas y dividir dicha cantidad por la suma de las energías consideradas.

Régimen especial

Producción de energía eléctrica acogida a un régimen económico singular procedente de instalaciones con potencia instalada no superior a los 50 MW cuya generación proceda bien de la cogeneración o de otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas, siempre que supongan un alto rendimiento energético, bien de grupos que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante, o de los que utilicen como energía primaria residuos no renovables o residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios, con una potencia instalada igual o inferior a 25 MW, cuando supongan un alto rendimiento energético.

Producción b.a. (bornes de alternador)

Producción realizada por una unidad de generación medida a la salida del alternador.

Producción b.c. (barras de central)

Energías medidas en bornes de alternador deducidos los consumos en generación y bombeo.

Producción neta

Producción de energía en b.a (bornes de alternador), menos la consumida por los servicios auxiliares y las pérdidas en los transformadores.

Producibile hidráulico

Cantidad máxima de energía eléctrica que teóricamente se podría producir considerando las aportaciones hidráulicas registradas durante un determinado período de tiempo y una vez deducidas las detracciones de agua realizadas para riego o para otros usos distintos de la producción de energía eléctrica.

Programa diario base de funcionamiento (PDBF)

Es el programa de energía diario, con desglose por periodos de programación de las diferentes unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español. Este programa es establecido por el Operador del Sistema a partir del programa resultante de la casación del mercado diario y la información de ejecución de contratos bilaterales con entrega física.

Red de transporte

Conjunto de líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones superiores o iguales a 220 kV y aquellas otras instalaciones, cualquiera que sea su tensión, que cumplan funciones de transporte, de interconexión internacional y, en su caso, las interconexiones con los sistemas eléctricos españoles no peninsulares.

Régimen ordinario

Producción de energía eléctrica procedente de todas aquellas instalaciones no acogidas al régimen especial.

Regulación terciaria

La regulación terciaria es un servicio complementario de carácter potestativo y oferta obligatoria para las unidades habilitadas, gestionado y retribuido por mecanismos de mercado. Tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo y la restitución de la reserva de regulación secundaria utilizada, mediante la adaptación de los programas de funcionamiento de las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción y a instalaciones de consumo de bombeo. La reserva de regulación terciaria se define como la variación máxima de potencia que puede efectuar una unidad de producción en un tiempo máximo de 15 minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante 2 horas.

Rentas congestión

Ingresos para el sistema eléctrico derivados de la gestión de la capacidad de interconexión.

Reserva de potencia adicional a subir

Es el valor de reserva de potencia a subir que pueda ser necesaria con respecto a la disponible en el Programa Diario Viable Provisional (PDVP) para garantizar la seguridad en el sistema eléctrico peninsular español. La contratación y gestión de la reserva de potencia adicional a subir es realizada por el operador del sistema mediante un mecanismo de mercado, cuando las condiciones del sistema así lo requieren.

Reservas hidroeléctricas

Las reservas de un embalse, en un momento dado, es la cantidad de energía eléctrica que se produciría en su propia central y en todas las centrales situadas aguas abajo, con el vaciado completo de su reserva útil de agua en dicho momento, en el supuesto de que este vaciado se realice sin aportaciones naturales. Los embalses de régimen anual son aquellos en los que, supuesto el embalse a su capacidad máxima, el vaciado del mismo se realizaría en un período inferior a un año. Los de régimen hiperanual, son aquellos en los que el tiempo de vaciado es superior al año.

Restricciones técnicas de la red de distribución

Son aquellas restricciones técnicas correspondientes a solicitudes de los gestores de las redes de distribución al Operador del Sistema, para garantizar la seguridad en la red de distribución objeto de su gestión.

Restricciones técnicas de la red de transporte

Son aquellas restricciones técnicas identificadas en el sistema conjunto generación–red de transporte, que requieren la modificación de los programas para el cumplimiento de los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema.

Servicios complementarios

Servicios que resultan necesarios para asegurar el suministro de energía en las condiciones adecuadas de seguridad, calidad y fiabilidad requeridas. Incluyen: reserva de potencia adicional a subir, regulación primaria, regulación secundaria, regulación terciaria y control de tensión de la red de transporte.

Servicios de ajuste del sistema

Son aquellos servicios gestionados por el Operador del Sistema que resultan necesarios para asegurar el suministro de energía eléctrica en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad necesarias. Los servicios de ajuste pueden tener carácter obligatorio o potestativo. Se entienden como servicios de ajuste la solución de restricciones por garantía de suministro y la solución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos.

Servicios transfronterizos de balance

Energías de balance programadas horariamente entre dos sistemas eléctricos interconectados mediante la actuación coordinada de los operadores de los sistemas eléctricos, utilizando la capacidad de intercambio vacante tras los mercados intradiarios.

Solar fotovoltaica

Luz solar convertida en electricidad mediante el uso de células solares, generalmente de material semiconductor que, expuesto a la luz, genera electricidad.

Solar térmica

Calor producido por la radiación solar que puede aprovecharse para la producción de energía mecánica y, a partir de ella, de energía eléctrica.

Solución de Restricciones en tiempo real

Proceso realizado por el Operador del Sistema consistente en la resolución de las restricciones técnicas identificadas durante la operación en tiempo real mediante la limitación, y en su caso, la modificación de los programas de las unidades de programación.

Solución de Restricciones por garantía de suministro

Proceso gestionado por el Operador del Sistema que tiene por objeto introducir en el programa diario base de funcionamiento, las modificaciones de programas que puedan ser necesarias por garantía de suministro del sistema eléctrico español, procediéndose posteriormente a realizar el correspondiente reequilibrio generación-demanda.

Solución de Restricciones técnicas PDBF

Mecanismo gestionado por el Operador del Sistema para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el Programa Diario Base de Funcionamiento mediante la limitación, y en su caso, la modificación de los programas de las Unidades de Programación y el posterior proceso de reequilibrio generación-demanda.

Subasta de capacidad

Proceso utilizado para asignar capacidad de la interconexión con Francia basado en mecanismos de mercado, mediante subastas explícitas en diferentes horizontes temporales.

Suministro de referencia

Régimen de suministro de energía establecido para los consumidores conectados en baja tensión y con potencia contratada no superior a 10 kW.

Tarifa de Último Recurso

Régimen de suministro de energía eléctrica, que sustituye a las tarifas integrales, establecido para determinados consumidores que, por sus características, pudieran tener problemas para contratar su consumo en el mercado liberalizado, a los que se aplicaran las Tarifas de último Recurso (TUR). Las TUR son los precios máximos y mínimos que podrán cobrar los comercializadores a los que se asigna la función de suministro de último recurso (los denominados comercializadores de último recurso), a los consumidores que cumplan los criterios fijados para poder ser suministrados bajo este régimen y que decidan acogerse al mismo. Desde el 1 de julio de 2009 son consumidores con derecho al suministro de último recurso aquellos conectados en baja tensión y con potencia contratada menor o igual a 10 kW.

Tasa de disponibilidad de la red de transporte

Indica el porcentaje de tiempo total en que cada elemento de la red de transporte (línea, transformador, elemento de control de potencia activa y reactiva) ha estado disponible para el servicio, ponderado por la potencia nominal de cada instalación, una vez descontadas las indisponibilidades por motivos de mantenimiento preventivo y correctivo, indisponibilidad fortuita u otras causas (como construcción de nuevas instalaciones, renovación y mejora).

TIM (Tiempo de interrupción medio)

Tiempo, en minutos, que resulta de dividir la ENS (energía no entregada al sistema debido a interrupciones del servicio acaecidas en la red de transporte), entre la potencia media del sistema.

Unidad de gestión hidráulica (UGH)

Cada conjunto de centrales hidroeléctricas que pertenezcan a una misma cuenca hidráulica y a un mismo sujeto titular.

Unidad de producción

Grupo térmico, central de bombeo puro, unidad de gestión de centrales hidráulicas o unidad de gestión de un conjunto de aerogeneradores de un parque, que vierte su energía a un mismo nudo de la red.

Bibliografía anexos

1. Clean Energy Weekly Review 9-15 April 2013, Clean Energy Pipeline.
2. “España: Inventario sobre el apoyo presupuestario estimado y el gasto fiscal relativo a los combustibles fósiles”, OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico), 2013.
3. “SCOE - The True Price of Offshore Wind Power”, Daniel Whitaker, Living Energy nº 11, Diciembre 2014.
4. “The SCOE Concept”, Siemens, 2014.
5. UNESCO Fuentes (131) publicado en Febrero 2001, página 10
6. “Perspectivas de la Energía Eólica Marina en España”, Instituto Sindical de Trabajo, Ambiente y Salud - CCOO, Febrero 2012.
7. “Energía Eólica Marina”, Consejería de economía, innovación, ciencia y empleo; Agencia Andaluza de la Energía (AAE), Junta de Andalucía.
8. “Análisis del recurso. Atlas eólico de España” Estudio técnico PER (2011-2020), IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía).
9. Pérez García, Aniela . “Análisis económico de la viabilidad de una plataforma eólica marina flotante”, Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI), Universidad Pontificia Comillas, Madrid 2014.
10. Jover Couce, Felisa María. “Análisis de la viabilidad de un parque eólico offshore”. Director: José María Fernández. Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI), 2012.
11. Frans Nieuwenhout, Arno Brand, 2010. The Impact of Wind Power on Day-ahead Electricity Prices in the Netherlands. Energy Research Centre of the Netherlands.
12. Nicholson, E., Rogers, J., Porter, K., 2010. The Relationship between Wind Generation and Balancing-Energy Market Prices in ERCOT: 2007–2009. National Renewable Energy Laboratory.
13. C.K. Woo, I. Horowitz, J. Moore, A. Pacheco, 2011. The impact of wind generation on the electricity spot-market price level and variance: the Texas experience. Energy and Environmental Economics (USA); Hong Kong Energy Studies Centre; Warrington College of Business, University of Florida.
14. Valeria Di Cosmo, Laura Malaguzzi Valeri, 2012. Relation between wind and electricity prices in a deregulated market: the case of Ireland. Research Officer, Economic and Social Research Institute, Trinity College, Dublin.
15. Johannes Mauritzen, 2011. What Happens when it’s Windy in Denmark? An Empirical Analysis of Wind Power on Price Variability in the Nordic Electricity Market. Norwegian School of Economics (NHH), Bergen, Norway; Research Institute of Industrial Economics (IFF), Stockholm, Sweden.
16. Econ-Poyry, 2008. Effects of large scale wind capacities in Sweden. Elforsk rapport 09 (102).
17. Holttinen H., 2004. The impact of large scale wind power production on the Nordic electricity system. Number 544 in VTT Publication.
18. Enevoldsen, S.W., P.A.O. stergaard, P.E. Morthorst, R. Moesgaard, 2006. Vindkraftens betydning for elprisen i danmark. IBT Wind.
19. P.E.Morthorst, Sebastien Wagemans, Konrad Purchala, Achim Woyte, Alberto Ceña, Ángeles Mora, Hans Cleijne, Chris Kleinschmidt and Natalia Moldovan, 2007. “Detailed investigation of electricity market rules: The Case of France, Germany, Netherlands, Spain and Denmark”. Tradewind; Intelligent Energy Europe; Technical University of Denmark; European Energy Association.
20. Impacto macroeconómico del sector eólico en España, 2012. Elaborado por Deloitte para la Asociación Empresarial Eólica Española.
21. Eólica 15, anuario de 2014 de la Asociación Empresarial Eólica.
22. Elisa María Justo Rojas, “Mercado de servicios de ajustes del sistema eléctrico. Propuestas de mejora”. Julio 2013. Escuela Politécnica Superior, Universidad Carlos III de Madrid.
23. María Castellano Mendez, “Modelización estadística con Redes Neuronales. Aplicaciones a la Hidrología, Aerobiología y Modelización de Procesos”. Tesis doctoral, Diciembre 2009. Departamento de Matemáticas, Universidad de La Coruña.

24. Pierre Baldi, Amir F. Atiya, "How Delays Affect Neural Dynamics and Learning". IEEE Transactions on Neural Networks Vol.5 NO.4 July 1994. Supported by the AFSOR (Air Force of Scientific Research) and McDonnell-Pew Foundation.
25. Vicente Cloquell Ballester; Santamarina M.C.; Hospitaler, A. "Nuevo procedimiento para la normalización de valores numéricos en la toma de decisiones". Departamento de proyectos de ingeniería y construcción, Universidad Politécnica de Valencia.
26. Plan de Energías Renovables 2011-2020. Instituto para la Diversificación de la Energía (IDAE).
27. Boletín Oficial del Estado del 5 de Agosto de 2014, página 625.586.
28. Gabriel García, Raquel Garde, Thomas Weiss. "Análisis del potencial del almacenamiento en el sistema eléctrico español actual y futuro". Proyecto StoRE. Centro Nacional de Energías Renovables (CENER).
29. Lihui Guo, "Applicability and potencial of wave power in China". Master Thesis, University of Gävle. June 2010.
30. Nikolaos Stenberg, "The impact of HVDC Innovations on the Power Industry". Master of Science Thesis, KTH- Industrial Engineering and Management. Sweden 2013.
31. Mathilde Leclercq, "Harvesting energy from the sea". Master of Science Thesis, KTH- School of Industrial Engineering and Management. Energy Technology, EGI-2012.
32. Astrid Rokke, Robert Nilssen, "Marine Current Turbines and Generator Preference. A technology review". Department of Electric Power Engineering, Norwegian University of Science and Technology. March 2013, Norway.
33. Julio Quintana, "Small-Scale wave motion energy generator". Technical & Business parallel development. Master of Science Thesis, KTH- Industrial Engineering and Management. Energy Technology, EGI-2015.
34. Ahmad Ghanbari, Muydeen Oyelakin, "Management System for Operations and Maintenance in Offshore Wind Turbine Plant. School of Business and Engineering, Halmstad University. June 2011.
35. Johannes Mauritzen, "Dead battery? Wind power, the Sport Market, and hydropower Interaction in the Nordic Electricity Market.
36. Raphaël Sandoz, "Thermoeconomic Analysis and Optimisation of Air-based bottoming cycles for water free hybrid solar gas-turbine power plants". Master thesis, Industrial Energy Systems Laboratory (EPFL), Department of Energy Technology (KTH), Lausanne, August 2012.
37. M. Davies, M. Dommaschk, J. Dorn, J. Lang, D. Retzmann, D. Soerangr. "HVDC Plus – Basics and Principle of Operation". Technical Article. Siemens AG, Siemens Energy Sector. August 2008.
38. "High Voltage Direct Current Transmission – Proven technology for power exchange". Siemens AG. Energy Sector. Power transmission Division. 2011.
39. "Trendsetting Connections – The world of power transmission solutions". Siemens AG. Energy Sector. Power transmission Division. 2013.
40. "The bulk way – UHV DC – The new dimension of Efficiency in HVDC Transmission". Siemens AG. Energy Sector. Power transmission Division. 2011.
41. "HVDC – High Voltage Direct Current Transmission – Unraveled Practical Experience. Siemens AG. Energy Sector. Power transmission Division. 2012.
42. Daniel Brinck, Nicklas Jeremejeff, "The development of a vertical axis tidal current turbine". KTH - School of Industrial Engineering and Management.
43. El sistema eléctrico español en 2014, Red Eléctrica de España (REE).
44. "Redefining the cost debate: The concept of Society's cost of Electricity". Wind Power and Renewables Division, Siemens AG. November 2014.
45. "SCOE – Society's cost of electricity: How society should find its optimal energy mix". Wind Power and Renewables Division, Siemens AG. August 2014.

46. Gemma Keenan, Carol Sparling, Hannah Williams, Frank Fortune, "SeaGen Environmental Monitoring Programme – Final report". Royal Haskoning report for Marine Current Turbines, Enero 2011.
47. "Ocean Current Technologies". Voith Hydro Holding.
48. Matthew Seed, David Langston, "Wave Energy – Towards Commercialisation". Voith Hydro Wavegen. 3rd International Conference on Ocean Energy, October 2010. Bilbao, Spain.
49. Carbon Storage Newsletter, number of February 2015. U.S. Department of Energy. Office of Fossil Energy. National Energy Technology Laboratory.
50. Carbon Capture Journal, January 2015. "Ccs in the EU". Issue 43.
51. HyPower, Magazine for Hydry Power Technology. Summer 2011. Voith.
52. BP Statistical Review of World Energy. June 2014.