



UNIVERSIDADE DA CORUÑA

Facultade de Economía e Empresa

Traballo de
fin de grao

A reforma eléctrica
en España: Efectos
sobre o sector
eólico

José Antonio Blanco Moa

Titor: Guillermo Iglesias Gómez

**Dobre Grao en Administración e Dirección de
Empresas e Dereito**

Ano 2015

Resumo

Recentemente en España levouse a cabo unha fonda reforma lexislativa do sector eléctrico. Unha das motivacións da mesma é o control do chamado déficit tarifario. Neste contexto, o traballo trata de aproximar algúns efectos económicos que esta reforma ten no eido da xeración de electricidade mediante enerxía eólica.

Para acadar o obxectivo, analízase en profundidade o funcionamento dos esquemas específicos de retribución dos parques de xeración das empresas eólicas. Particularmente, mídese o efecto do cambio respecto á remuneración anterior á reforma. O estudo centrase en dúas variables clave, que son o ano de instalación e a produtividade dos parques eólicos.

A análise permite identificar un recorte xeral do apoio estatal a esta tecnoloxía. Os efectos son desiguais a nivel de empresa, con consecuencias sobre o financiamento deste tipo de instalacións. Os resultados tamén permiten identificar efectos territoriais por Comunidade Autónoma debido ás diferenzas de recurso eólico e de desenvolvemento existentes entre elas.

Palabras clave: Enerxía eólica; reforma eléctrica; remuneración; déficit tarifario

Número de palabras: 14.751

Resumen

Recientemente en España se ha llevado a cabo una profunda reforma legislativa del sector eléctrico. Una de las motivaciones de la misma es el control del llamado déficit tarifario. En este contexto, el trabajo trata de aproximar algunos efectos económicos

que esta reforma tiene en el campo de la generación de electricidad mediante energía eólica.

Para alcanzar el objetivo, se analiza en profundidad el funcionamiento de los esquemas específicos de retribución de los parques de generación de las empresas eólicas. Particularmente, se mide el efecto del cambio respecto a la remuneración anterior a la reforma. El estudio se centra en dos variables clave, que son el año de instalación y la productividad de los parques eólicos.

El análisis permite identificar un recorte general del apoyo estatal a esta tecnología. Los efectos son desiguales a nivel de empresa, con consecuencias sobre la financiación de este tipo de instalaciones. Los resultados también permiten identificar efectos territoriales por Comunidad Autónoma debido a las diferencias de recurso eólico y de desarrollo existentes entre ellas.

Palabras clave: Energía eólica; reforma eléctrica; remuneración; déficit tarifario

Número de palabras: 14.751

Abstract

Recently in Spain a deep legislative reform of the electrical sector has been carried out. One of its motives is the control of the so-called pricing deficit. In this context, the work tries to approximate some economic effects that this reform has in the field of electricity generation through wind energy.

In order to reach the objective, the operation of the specific payment schemes of wind companies' farms is deeply analyzed. Particularly, the change effect with regard to the remuneration before the reform is measured. The study focuses on two key variables, which are the installation year and the wind farms productivity.

The analysis permits to identify a general cut of the state support to this technology. The effects are uneven at the corporate level, with consequences for the financing of this kind of installation. The results also allow to identify regional effects by

Autonomous Community due to wind resource and development differences existing among them.

Key words: Wind energy; electrical reform; remuneration; pricing deficit

Number of words: 14.751

Índice

| | |
|--|-----------|
| Introdución | 10 |
| 1. O sector eléctrico | 13 |
| 1.1 A configuración do sector | 13 |
| 1.2 O mercado eléctrico..... | 16 |
| 2. O desenvolvemento das enerxías renovables..... | 20 |
| 2.1 Marco xeral..... | 20 |
| 2.2 Enerxía eólica..... | 21 |
| 2.3 Regulación previa do sector | 25 |
| 3. A reforma do sector eléctrico..... | 32 |
| 3.1 Causas da reforma | 32 |
| 3.2 As enerxías renovables e o déficit tarifario | 34 |
| 3.3 Evolución lexislativa..... | 36 |
| 4. A nova retribución da enerxía eólica..... | 39 |
| 5. Os efectos da reforma no sector eólico | 43 |
| 5.1 Estrutura, variables e información..... | 43 |
| 5.2 Impacto na retribución dos parques eólicos..... | 44 |
| 5.3 Análise de sensibilidade | 46 |
| 5.4 Estudo comparativo a nivel territorial | 50 |
| 5.5 Implicacións sobre o financiamento empresarial..... | 56 |
| Conclusionés | 59 |
| Bibliografía | 62 |
| Anexo I: Codificación das enerxías con remuneración específica .. | 66 |
| Anexo II: Variacións de C_{j,a} e VNA_{j,a} | 70 |

Anexo III: Custes dunha instalación eólica..... 76

Índice de figuras

| | |
|---|----|
| Figura 1: Esquema do sector eléctrico | 13 |
| Figura 2: Grao de dependencia enerxética | 15 |
| Figura 3: Esquema do mercado eléctrico primario | 16 |
| Figura 4: Casación de oferta e demanda no mercado diario | 18 |
| Figura 5: Compoñentes do prezo a pagar polo consumidor final en €/kWh | 19 |
| Figura 6: Evolución das enerxías renovables e da eólica en MW..... | 22 |
| Figura 7: Efecto da enerxía eólica no prezo no mercado primario de electricidade | 24 |
| Figura 8: Elección de tarifa ou mercado + prima tras Real Decreto 436/2004..... | 29 |
| Figura 9: Evolución da prima total e ingresos totais das renovables e da eólica en miles de millóns de euros | 31 |
| Figura 10: Os compoñentes do déficit tarifario..... | 33 |
| Figura 11: Variación media da retribución en función da rendibilidade razoable en instalacións autorizadas entre 2004 e 2013..... | 49 |
| Figura 12: Variación en función do ano de instalación da nova retribución respecto á anterior para a media estatal | 52 |
| Figura 13: Remuneración bruta instalación media peninsular por ano de instalación en cént€/kWh | 53 |

Índice de táboas

| | |
|---|----|
| Táboa 1: Evolución da potencia instalada en MW por CCAA..... | 23 |
| Táboa 2: A remuneración ás renovables nas distintas normativas..... | 30 |
| Táboa 3: Variación porcentual da retribución en función do ano de instalación e as horas equivalentes | 45 |
| Táboa 4: Sensibilidade da remuneración específica a Ingfi e Cexpfi | 47 |
| Táboa 5: Sensibilidade da remuneración específica a Ingfi e Cexpfi (2) | 47 |
| Táboa 6: Sensibilidade da remuneración específica a VIa | 48 |
| Táboa 7: Instalacións medias de cada CCAA e estatal | 50 |
| Táboa 8: Variación da retribución específica por CCAA..... | 54 |
| Táboa 9: Ratio de cobertura en función do tipo de interese e o ano de instalación..... | 57 |
| Táboa 10: Codificación das enerxías con remuneración específica | 66 |
| Táboa 11: Custes dunha instalación eólica | 76 |

Introducción

A enerxía é un factor decisivo para comprender o desenvolvemento económico dos países, sendo a electricidade unha das formas de uso con maior importancia. En España no ano 2013 o consumo final de enerxía foi de 85.437 ktep¹, sendo arredor dun 25% deste consumo atendido mediante electricidade (Ministerio de industria, enerxía e turismo, 2014). Así, a demanda de enerxía eléctrica en 2013 foi de 246.166 GWh, sendo a potencia instantánea máxima, isto é, a necesitada nun momento de tempo determinado, de 40.277 MW. Por outra banda, a potencia total instalada neste mesmo ano era de 102.281 MW.

O sector eléctrico é un sector de gran complexidade técnica e económica. Esta situación, unida á caracterización do subministro de enerxía como un servizo público ou unha necesidade básica, provoca que tamén conte con niveis elevados de regulación estatal. Dous feitos definen a evolución deste sector nos últimos anos, por unha banda a introdución de elementos de mercado no seu funcionamento, e por outra banda a entrada de xeración de orixe renovable no sistema.

Coa aprobación da Lei 54/1997 o sector comezou a rexerse polo principio da libre competencia e a contemplarse especificamente un marco para o desenvolvemento das enerxías renovables. A partires de aí, as distintas regulacións trataron de seguir con esta apertura cara ao mercado, que recentemente está a chegar ás decisións dos consumidores, tras un longo período de tarifas reguladas. Á súa vez, outros aspectos

¹ ktep= 1.000 toneladas equivalentes de petróleo.

do sector tamén seguen a estar baixo a estreita vixilancia legal do Estado. Entre estes pódese citar o transporte de electricidade ou a expansión de plantas produtoras.

En paralelo a esa apertura da competencia os gobernos déronlle pulo ás enerxías renovables cun marco regulador específico. O feito de que non sexan, cando menos inicialmente, competitivas en custes respecto ás tecnoloxías convencionais, induciu políticas de apoio económico estatais a estas tecnoloxías, facilitando a súa introdución no sistema (Sáenz de Miera *et al*, 2008).

Nas últimas décadas á enerxía eólica foi a enerxía renovable que cobrou máis relevancia no sistema eléctrico. Por ser unha enerxía renovable, supón un boa forma de frear os problemas de polución da sociedade actual. Ademais, para o caso español, axuda a reducir a gran dependencia enerxética existente respecto do exterior. Esta importancia amósase no feito de que a enerxía eólica foi a tecnoloxía que máis contribuíu á cobertura da demanda de electricidade española en 2013 cun 21,1%.

Actualmente, a norma básica principal do sector eléctrico é a Lei 24/2013 de 26 de decembro, que naceu da reforma iniciada no ano 2012. Na mesma séguese a apostar polo mercado como mecanismo de referencia e no caso das enerxías renovables modifícase, entre outras cuestións, o seu modelo de apoio.

Neste traballo analízase de cerca este sector eólico e, dentro do mesmo, a retribución que este recibe por parte do Estado. Esta retribución foi recentemente modificada pola gran reforma lexislativa levada a cabo polo goberno. Así pois, nas páxinas vindeiras tratarase de dar resposta á cuestión de cómo afecta esta reforma á retribución específica do sector eólico. Neste contexto, tamén se realizará unha análise territorial por comunidades autónomas (CCAA) para ver cales son as máis afectadas por dito cambio lexislativo.

A motivación para levar a cabo este estudo radica na grande importancia do sector eólico en España, no que somos un país punteiro. Esta importancia é maior se cabe no caso de Galicia, onde ten gran relevancia como motor económico e proporciona gran número de postos de traballo. A reforma citada está a provocar unha tormenta no sector; por iso resulta interesante analizar os seus posibles efectos.

O traballo está estruturado en cinco partes. As dúas primeiras son introdutorias e buscan situar ao lector no contexto sectorial. Así, na primeira parte preséntase unha introdución ao sector eléctrico e cómo se atopa o mesmo en España. Á súa vez, tamén se explica brevemente o funcionamento do mercado primario de electricidade e de que se compón o prezo final a pagar polos consumidores.

Na segunda parte amósase xa o sector das renovables e, dentro do mesmo, da tecnoloxía eólica. Aquí farase especial fincapé nos distintos cambios regulatorios que viviu o sector e cómo funciona a retribución destas enerxías.

A continuación, na terceira parte, tratarase o tema da reforma do sector eléctrico. Así, falarase da evolución desta desde 2012 ata a actualidade, explicando as súas motivacións, nas que destaca o profundo déficit tarifario do sector eléctrico español.

No apartado catro incluírase a descrición do novo sistema e da fórmula de retribución que o Estado introduciu para a tecnoloxía eólica por medio do Real Decreto 413/2014 e sobre a que pivotará o estudo realizado no seguinte epígrafe.

Deste xeito, no punto cinco analízase o impacto que esta nova forma de retribución ten no sector. Para iso realizarase unha análise do impacto global para cada parque eólico como para o común estatal, a excepción das illas por ter un tratamento legislativo diferenciado, e para as distintas CCAA. Por outra banda, tamén se realizará unha análise de sensibilidade das variables que compoñen a fórmula de retribución para culminar explicando como a reforma afecta ao financiamento das empresas do sector.

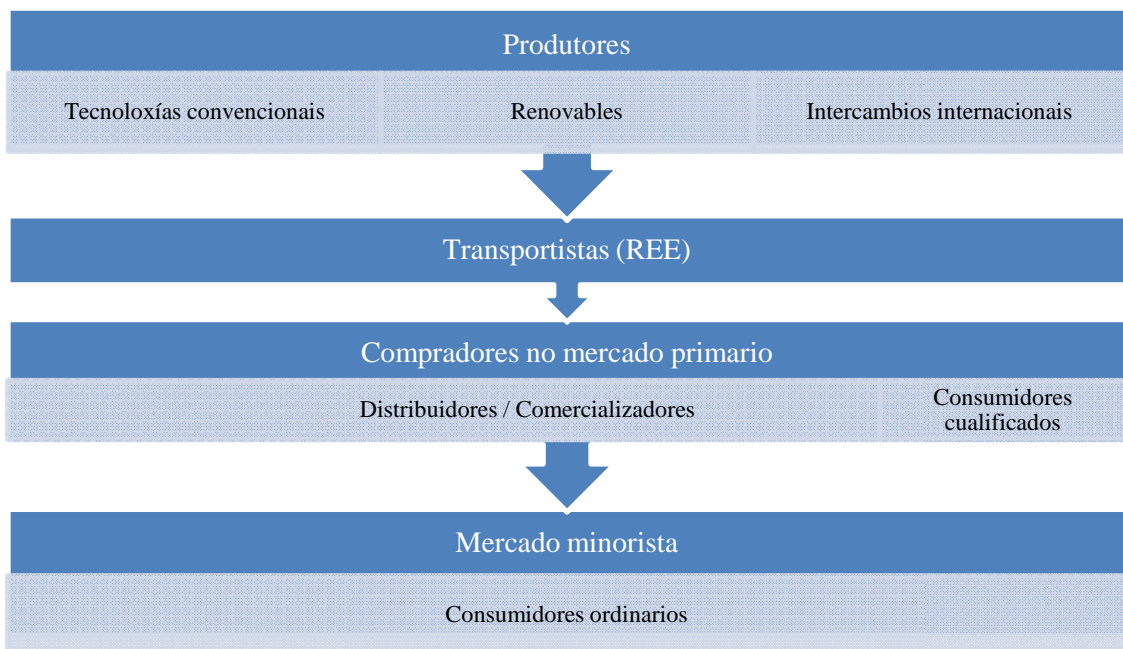
Finalmente, presentarase unhas breves conclusións como punto final do presente traballo final de grao.

1. O sector eléctrico

1.1 A configuración do sector

Como introdución xeral a este campo, pódese comezar por dicir que a estrutura básica do mesmo a compoñen produtores, transportistas, distribuidores, comercializadores e consumidores, respondendo a mesma á seguinte figura:

Figura 1: Esquema do sector eléctrico



Fonte: Elaboración propia

Para que o sistema funcione de xeito coordinado existen un operador técnico -Red Eléctrica de España (REE)- que se encarga do fluxo de enerxía, un operador económico para o mercado primario -Operador do Mercado Ibérico Eléctrico (OMIE)-, e por último un regulador do sector -Ministerio de industria, enerxía e turismo (MINETUR)-². Entre os produtores distínguense os de tecnoloxías convencionais e os de renovables. Entre os convencionais podemos atopar tecnoloxías de moi diverso tipo como son a nuclear ou a térmica. Mentres, dentro das renovables -grupo que ata a última reforma legislativa se viña denominando réxime especial- inclúense tamén enerxías de diversa índole como son a solar fotovoltaica, a solar térmica, a eólica e a hidráulica, entre outras. A existencia de diferentes tecnoloxías xeradoras implica uns custes de produción dispares. Parte da enerxía procede tamén de intercambios internacionais, ben sexan exportacións ou importacións.

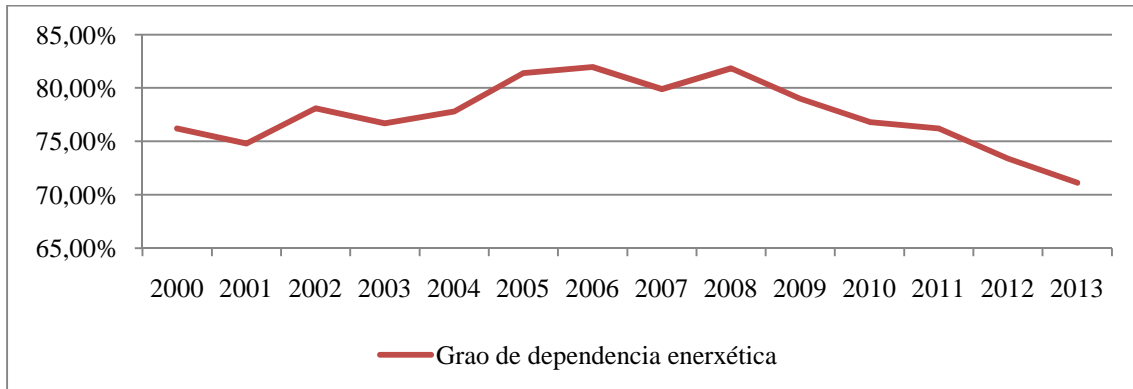
Para que esta produción cubra a demanda instantánea e o sistema eléctrico estea en equilibrio -e cos axeitados niveis de seguridade- necesítase levar a cabo un axuste técnico. Isto realízao o operador técnico do sistema, que é REE, tendo en conta a demanda real, previsións de demanda e a produción programada, actualizando todo isto cada dez minutos. Deste xeito, se a demanda real e a estimada non coinciden, REE encargarase destes desaxustes mediante o mecanismo de xestión de desvíos.

A produción / demanda de enerxía tivo unha evolución histórica de crecemento sostido, grazas ao crecemento económico, ata a recente crise de 2007, onde o consumo de enerxía empezou a presentar flutuacións. Xunto coa crise, o feito de ter que cumprir cos obxectivos do marco de Europa 2020 en materia de clima e enerxía -reducir as emisións de gases de efecto invernadoiro nun 20%, incrementar as fontes de enerxías renovables no consumo final ata, o 20% e incrementar tamén ata un 20% a eficiencia enerxética- provocou cambios no sector. Así, se nos anos oitenta a produción se caracterizaba por un predominio total do carbón como fonte enerxética básica e nos noventa as nucleares tiveron o seu notable crecemento, as renovables, pouco a pouco, tamén foron cobrando importancia. Con todo, a economía española caracterízase por unha gran dependencia enerxética, superando en case o 25 % a media europea (Sevilla *et al*, 2013). Pese a iso, esta reduciuse nos últimos anos, en

² Véxase sobre estes organismos en <<http://ree.es>>, <<http://www.omie.es>> e <<http://minetur.gob.es/energia/es-ES>>.

parte grazas ao auxe das enerxías renovables, que son fontes de xeración propias. Na seguinte gráfica apréciase a evolución:

Figura 2: Grao de dependencia enerxética



Fonte: Ministerio de industria, enerxía e turismo, (2014)

Esta dependencia enerxética exterior non so pode ter consecuencias económicas, senón que tamén as pode ter político – estratéxicas, xa que os grandes exportadores de produtos fósiles tenden a ser países de pouca estabilidade política (Folgado, 2011).

Por outra banda, atópanse os transportistas. Deste servizo encárgase, en exclusiva desde a Lei 17/2007, tamén REE. Esta é a responsable do desenvolvemento e ampliación, de ser o caso, das liñas eléctricas de alta tensión polas que se transporta a electricidade. A súa vez, tamén se encarga do seu mantemento, de xestionar o tránsito de electricidade entre os sistemas exteriores e a península e de garantir o acceso á rede de transporte a terceiros en condicións de igualdade.

Os distribuidores de electricidade posúen as redes de baixa tensión que facilitan a distribución de enerxía aos fogares. Estes, xunto cos comercializadores, facilitan a xestión económica, débese dicir que son aqueles que compran a enerxía no mercado eléctrico primario para logo venderlla aos consumidores finais no mercado minorista. Estes distribuidores e comercializadores, en moitas ocasións coinciden entre si e cos propios produtores ou conforman grupos de empresas xuntos.

Finalmente están os consumidores, que se dividen en consumidores cualificados e consumidores ordinarios. Os cualificados son aqueles que acoden ao mercado primario de enerxía xunto coas empresas distribuidoras e comercializadoras, porque

son grandes consumidores de enerxía, como pode ser unha gran empresa industrial. Estes réxense polos principios de dito mercado primario de enerxía. Mentres, os consumidores ordinarios compran a electricidade aos distribuidores ou aos comercializadores. Nalgúns casos especiais -familias con rendas baixas- úsase o método de tarifa regulada, antes habitual para todos os consumidores ordinarios.

1.2 O mercado eléctrico

En 1997 o mercado eléctrico foi liberalizado. Así, tras a lei 57/1997 as actividades de xeración e comercialización de electricidade pasaron a rexerse polas leis de libre mercado mentres que as de transporte e distribución continuaron a ser reguladas. Deste xeito creouse un mercado eléctrico que se articulaba coma unha demanda de prezo uniforme. O mesmo pode definirse como o conxunto de transaccións derivadas da participación dos axentes do mercado nas sesións do mercado diario e intradiario e da aplicación dos Procedementos de Operación Técnica do Sistema (Ciarreta *et al.*, 2011). Dito mercado é unha secuencia doutros mercados nos que xeradores e demandantes intercambian enerxía e reservas para distintos prazos de tempo. A súa vez, o mercado en cuestión é un mercado ibérico, xa que engloba tamén a Portugal. A secuencia de mercados que o compoñen pódese apreciar na seguinte figura:

Figura 3: Esquema do mercado eléctrico primario



Fonte: *Energía y sociedad* (2014)

De aquí, débese explicar que no mercado a prazo os axentes intercambian contratos vinculados a enerxía con períodos de entrega de distinta duración.

Cando chega o día anterior a que a enerxía sexa xerada e producida -día D – 1- os axentes intercambian enerxía para cada unha das horas do día D no mercado diario. Á súa vez, xa dentro das 24 horas anteriores á produción e ao consumo, os axentes poden axustar as súas posicións contractuais por compravenda de enerxía nos mercados intradiarios. Nos mercados diario e intradiarios é onde se produce o maior número de operacións, especialmente no primeiro. Este é xestionado polo OMIE. Esta mesma institución explica que dito mercado ten por obxecto levar a cabo todas as transaccións de enerxía para o día D – 1 mediante a presentación de ofertas de venda e adquisición de enerxía eléctrica por parte dos axentes do mercado.

En dito mercado participan como oferentes todos os produtores dispoñibles e que non estean vinculados a un contrato bilateral físico e os axentes externos rexistrados como vendedores. Mentres, no lado da demanda están os distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados e axentes externos rexistrados como compradores. Neste punto hai que poñer de manifesto que tanto a produción maioritaria como a maior parte da demanda a concentran uns poucos grupos de empresas, o que pode facer que se dean situacións de abuso de poder de mercado (Jiménez, 2008).

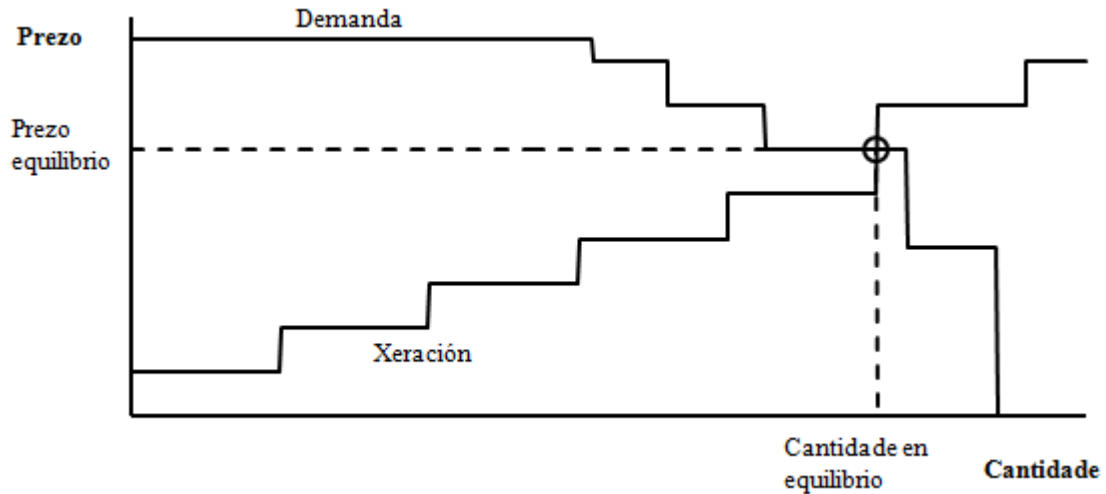
Por outra banda, este é un mercado simétrico dado que fan ofertas tanto xeradores como demandantes. O mecanismo máis utilizado para a venda de enerxía é o de casación de oferta e demanda. Este segue os seguintes pasos:

-Paso 1: Presentación de ofertas de venda e de compra: Estas ofertas, que deben ser presentadas antes das 11:00 de cada día, son enviadas polos axentes á OMIE e refírense a cada hora do día D. Poden ser de dous tipos: Ofertas simples ou complexas, as cales incorporan restricións técnicas.

-Paso 2: OMIE ordena as ofertas presentadas e realiza as curvas de oferta e demanda establecendo a orde polo prezo ofertado. Estas ofertas cásanse ao cruzar as citadas curvas de oferta e de demanda. Cabe dicir aquí que a igual prezo, as

renovables teñen preferencia, pero, insistimos, o criterio principal é o do prezo. Deste xeito, a casación de prezos respondería á lóxica da seguinte gráfica:

Figura 4: Casación de oferta e demanda no mercado diario



Fonte: Elaboración propia

-Paso 3: Incorporación de restricións técnicas no caso de que haxa ofertas complexas. As mesmas inclúen condicións de indivisibilidade³, de ingresos mínimos⁴, e de variación do gradiente de carga⁵ (Ciarreta *et al.*, 2011).

Xa a moi curto prazo, de incluso só uns minutos antes da xeración e consumo, os produtores e, nalgúns casos, os demandantes, poden ofertar unha gama de servizos para o sistema en varios mercados organizadas polo Operador Nacional do Sistema (REE). Estes servizos son necesarios para xerar e atender exactamente a demanda en todo momento, xa que, debido a que a enerxía non se acumula -ou non en moi grandes cantidades- facer axustes deste tipo permite ao sistema manter o equilibrio. Equilibrio que en última instancia garante o mecanismo de xestión de desvíos de REE antes citado.

³ Dáse cando hai un tramo que teña que ser casado polo todo ao non poder ser dividido.

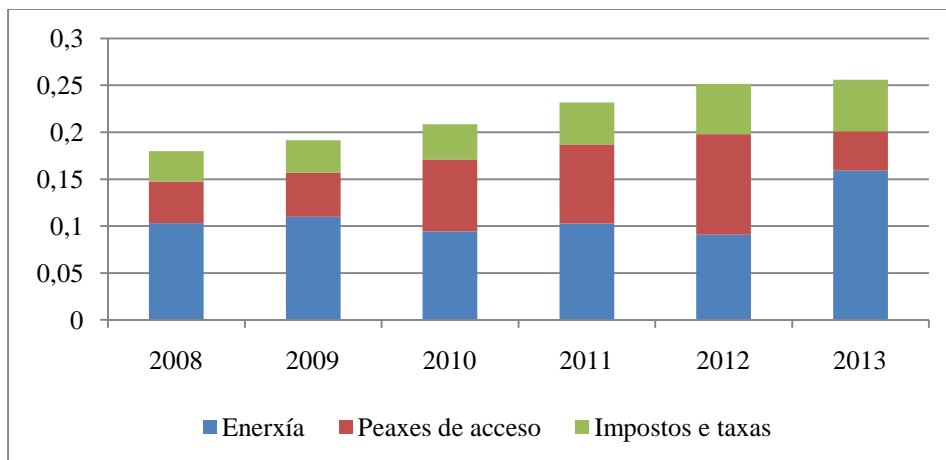
⁴ Pódeas incorporar unha oferta de venda, implicando que a mesma ten que xerar uns ingresos mínimos na casación da oferta.

⁵ O gradiente de carga (MW / minuto) dáanos a diferenza máxima de capacidade de produción entre dúas unidades, entre dous períodos horarios consecutivos para o mesmo día de programación.

Débese engadir tamén que este mercado trata de cumprir cuns obxectivos básicos que son a seguridade e eficiencia do subministro, a calidade ambiental e o descenso de custos asociados á competitividade do sector.

Partindo de todo isto, cabe preguntarse en que medida este mercado primario afecta ao prezo que paga o consumidor final. Isto obsérvase na seguinte gráfica, na que se descompoñen os elementos que forman parte deste prezo que paga o consumidor ordinario e a evolución dos mesmos:

Figura 5: Compoñentes do prezo a pagar polo consumidor final en €/kWh



Fonte: Elaboración propia a partir de datos de Eurostat (2014)

Na mesma, o compositore de prezo do mercado primario aparece dentro do concepto enerxía, que está conformado por este e máis pola marxe de comercialización que aplican as empresas. Mentres, no concepto de peaxes de acceso os valores máis significativos, por esta orde, son os dedicados a financiar os incentivos ás enerxías renovables, de coxeración e residuos, o custe de distribución e transporte e outros custes que inclúen o pago realizado para paliar o déficit tarifario. En canto aos impostos e taxas, dentro de dito concepto atópanse, principalmente, o imposto de electricidade e o IVE.

2. O desenvolvemento das enerxías renovables

2.1 Marco xeral

As enerxías renovables son aquelas que se obteñen de fontes naturais inesgotables, ben sexa porque posúen unha enorme cantidade de enerxía coma o sol ou porque se rexeneran por medios naturais. Dentro do sector enerxético estas son xa unha parte moi importante do mesmo.

Así, as renovables presentan certas vantaxes fronte ás enerxías tradicionais. Entre as mesmas, atópase o non seren practicamente nada contaminantes -aínda que si teñen certo impacto ambiental-, reducir a dependencia externa ao seren xeradas a partir de recursos existentes no propio país -vento, auga dos ríos, enerxía procedente do sol, etc.- e que unha vez acometido o investimento inicial adoitan producir con custes baixos, posto que os combustibles ou enerxías que utilizan tenden a ser gratuítos.

En Europa non foi ata a década dos noventa que as cuestións medioambientais empezaron a cobrar importancia nas políticas enerxéticas. Nese contexto empezaron a evolucionar as enerxías renovables. Así, co apoio da publicación en 1996 do Libro Verde sobre enerxías renovables, estas estiveron cada vez máis presentes en obxectivos propostos pola Comisión Europea. Deste xeito, a Comisión estableceu para

2010 que a enerxía final procedente destas fontes fose dun 12%, previsión que foi aumentada polo Parlamento Europeo ata o 15%, recolléndose todas estas medidas na Directiva 96/92/CE. Estes obxectivos establecidos deixaban á elección dos países a forma en que os tratarían de lograr. Pese a iso, coa aprobación do Libro Branco en 2001 xunto coa Directiva 2001/77/CE, concretáronse máis os obxectivos. Ao facelo, púxose de relevancia que cada país partía de bases moi diferentes e tiña posturas cara ás renovables moi distintas.

Todo isto débese contextualizar no ámbito da firma do Protocolo de Kioto de 1997 sobre o cambio climático. No mesmo, un gran número de países comprometeuse a reducir a súa emisión de gases de efecto invernadoiro á atmosfera. Unha boa forma para facer isto era o desenvolvemento das enerxías renovables. Pero estas enerxías, pese ás vantaxes descritas, non eran competitivas ante as convencionais. Por iso, parte dos gobernos que apostaron por este sector, entre os que se inclúe o español, decidiron apoialo economicamente (Sáenz de Miera *et al* 2008).

Por todo isto, non foi ata a Directiva 2009/28/CE que se plantexou unha planificación detallada e concreta. A mesma incluía a necesidade de que cada país elaborase plans de apoio ás renovables, medidas de financiamento e de conexión a redes, así como Plans de Acción nacionais (Sevilla *et al* 2013). Posteriormente, establecéronse uns obxectivos enerxéticos sustentables e acerca do cambio climático para 2020 que se poden resumir nunha baixada nun 20% das emisións de gases de efecto invernadoiro con respecto a 1990, que poden chegar a ser do 30% de cumprirse certas condicións, a necesidade de que a enerxía procedente de renovables fose do 20%, e un aumento do 20% da eficiencia enerxética. (Gracia *et al* 2012).

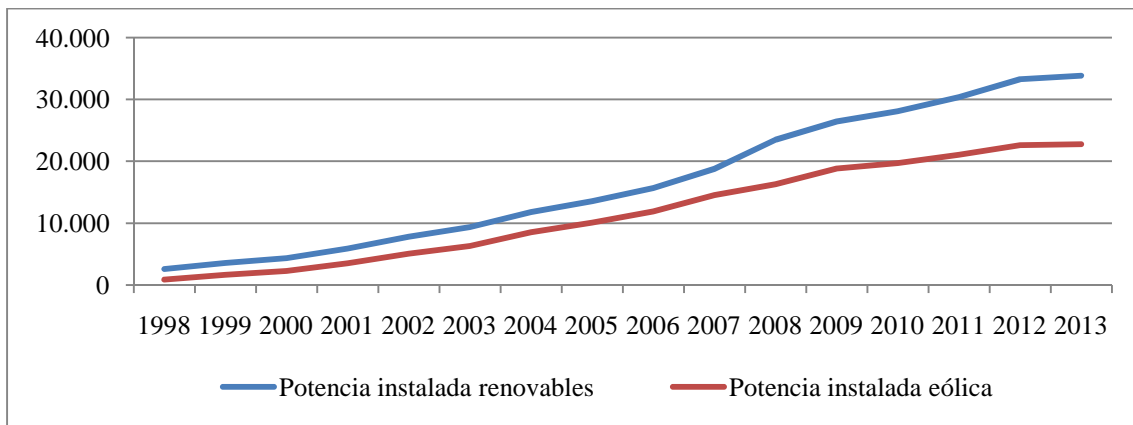
Así, é dentro deste dobre marco –europeo e mundial- que se desenvolve toda a evolución legislativa e económica referente ás renovables.

2.2 Enerxía eólica

A enerxía eólica é aquela que provén da enerxía cinética do vento, é dicir, do movemento do mesmo. Este movemento é transformado en electricidade por medio dos aerogeradores.

En España, baixo o amparo de diversas normativas de promoción das enerxías renovables, o sector eólico chegou a converterse en referencia a nivel mundial. Como resposta a este apoio estatal, o crecemento tanto do sector renovable como do eólico foi importante. Este aumento apréciase perfectamente observando a evolución da potencia instalada de enerxías renovables e eólica desde 1998 ata 2013 -aínda que este último ano xa está afectado pola reforma do sector acometida desde 2012-. Así, na seguinte gráfica⁶, apréciase o aumento de potencia instalada descrito e a gran importancia que presenta a enerxía eólica dentro das renovables, das cales conforma máis da metade da potencia instalada.

Figura 6: Evolución das enerxías renovables e da eólica en MW



Fonte: Elaboración propia a partir de datos da CNMC (2014)

Con todo, a aposta pola enerxía eólica foi moi diferenciada en cada comunidade autónoma (CA) -nalgunhas mesmo inexistente-. Así, algunhas CCAA comezaron a investir antes neste sector mentres que outras o fixeron máis tarde, variando tamén a potencia instalada. Isto amósase perfectamente na seguinte táboa:

⁶ Desta gráfica exclúese a enerxía xerada mediante coxeración debido a que non se trata propiamente dunha enerxía renovable a pesar de formar parte do réxime especial do que, ata a última reforma legal, formaban parte tamén as renovables

Táboa 1: Evolución da potencia instalada en MW por CCAA

| CCAA/Año | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|-------------------------|-------------|-------------|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Andalucía | 233 | 341 | 444 | 582 | 1220 | 1732 | 2814 | 2898 | 3036 | 3250 | 3254 |
| Aragón | 947 | 1187 | 1409 | 1471 | 1628 | 1632 | 1659 | 1669 | 1719 | 1789 | 1794 |
| Asturias | 96 | 102 | 120 | 155 | 214 | 218 | 358 | 314 | 386 | 434 | 476 |
| Cantabria | 0 | 0 | 0 | 0 | 18 | 18 | 18 | 32 | 35 | 35 | 35 |
| Castela a Mancha | 1070 | 1619 | 2062 | 2473 | 3166 | 3460 | 3700 | 3700 | 3714 | 3800 | 3800 |
| Castela e León | 877 | 1546 | 1709 | 2162 | 2591 | 3068 | 3728 | 4083 | 4809 | 5475 | 5521 |
| Cataluña | 100 | 108 | 161 | 241 | 389 | 445 | 514 | 850 | 1011 | 1275 | 1284 |
| C. Valenciana | 20 | 20 | 20 | 349 | 509 | 682 | 955 | 991 | 1083 | 1193 | 1193 |
| Galicia | 1669 | 2013 | 2454 | 2693 | 2907 | 3163 | 3200 | 3208 | 3305 | 3339 | 3353 |
| La Rioja | 272 | 398 | 410 | 438 | 448 | 448 | 448 | 448 | 448 | 448 | 448 |
| Murcia | 50 | 50 | 50 | 63 | 145 | 148 | 154 | 191 | 191 | 263 | 263 |
| Navarra | 738 | 886 | 935 | 940 | 961 | 969 | 969 | 976 | 984 | 987 | 1016 |
| País Vasco | 121 | 121 | 181 | 181 | 189 | 189 | 194 | 194 | 194 | 194 | 194 |
| Total peninsular | 6194 | 8393 | 9954 | 11748 | 14385 | 16172 | 18711 | 19555 | 20916 | 22483 | 22631 |

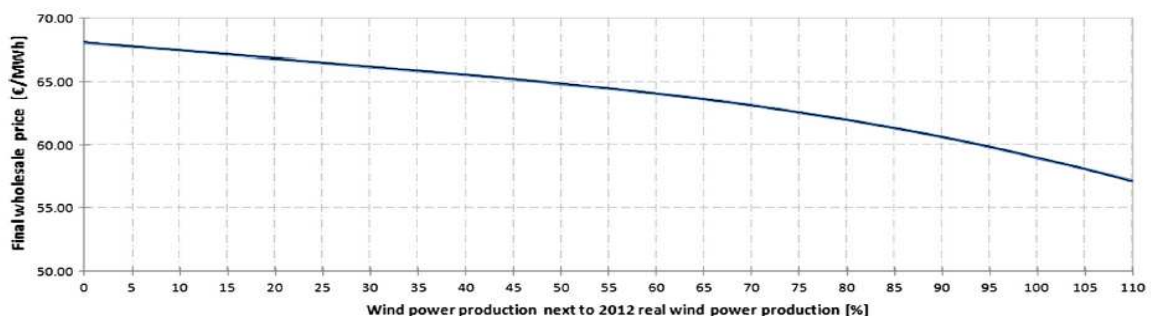
Fonte: Elaboración propia a partir de datos da CNMC (2014)

Na mesma apréciase como a maioría da enerxía eólica, actualmente, se concentra nas dúas Castelas, en Andalucía –como é lóxico debido ao seu tamaño- e en Galicia. Galicia tivo un importante auxe inicial igual que outras rexións como é o caso de Navarra, Aragón e, relativamente debido ao seu gran tamaño, as dúas Castelas. Noutras CCAA cunha potencia instalada importante, como pode ser a xa citada Navarra, o crecemento desta potencia instalada semella levar varios anos paralizada. A súa vez, hai certas CCAA que presentan un escaso interese polo sector eólico. Dentro destas cómpre falar do caso de Cantabria, que debido ao recente da instalación e á escasa potencia da mesma mostraranos posteriormente no análise de retribución uns resultados bastante atípicos. Por outro lado, Cataluña e máis a Comunidade Valenciana nos últimos anos estaban a medrar a unha velocidade bastante significativa pese ao case nulo investimento inicial no sector. Non obstante, débese comentar que no 2013, último ano observado, o crecemento foi practicamente nulo debido á nova regulación que agora se está analizando. Á súa vez, as previsións futuras ao amparo desta nova normativa son igualmente pesimistas, xa que se agarda que este sexa practicamente inexistente.

Débase aquí pór de manifesto que a aposta pola enerxía eólica distinta duns territorios a outros e incluso a súa inexistencia nalgunhas rexións españolas ciméntase en máis razóns que o posible apoio institucional desde os diferentes entes públicos. Así pois, para instalar un parque existen zonas que proporcionan unha maior rendibilidade ca outras. Isto débese especialmente ás condicións en que nas mesmas sopra o vento, pois este factor é clave para determinar as horas anuais que unha instalación pode operar. A pesar diso, tamén é relevante a incidencia das variables administrativas, como os procedementos de autorización, normativa medioambiental e acceso ás redes de transporte e distribución. Isto implica que se ben é certo que resulta importante o factor vento, o xeneroso apoio estatal facilitou o desenvolvemento en rexións con menor recurso natural e, por tanto, con menor produtividade. A todo isto hai que unir o estado da tecnoloxía, o que implica que conforme a mesma está máis madura, os investimentos no sector serán maiores porque xa está comprobado que resulta rendible (Iglesias *et al*, 2011).

Respecto do papel da enerxía eólica no mercado cabe dicir que incide no prezo que se forma no mercado primario de enerxía, desprazando á dereita a oferta mostrada na figura 4 –oferta de venda-. Polo tanto, en dito mercado baixan o prezo. Isto débese a que teñen uns custos variables moi baixos ou nulos, polo que poden ofertar a prezos baixos e cubrir custos. No caso concreto da eólica, as estimacións realizadas pola doutrina científica dan uns efectos no prezo acadado no mercado primario de electricidade en función da produción mediante este tipo de fonte como sigue na seguinte gráfica:

Figura 7: Efecto da enerxía eólica no prezo no mercado primario de electricidade



Fonte: Azofra *et al.* (2014)

Á súa vez, no prezo a pagar polo consumidor final, que se mostraba na figura 5, tanto as renovables como a propia eólica teñen un efecto ambiguo. Isto débese a que, por

un lado, no mercado diario conseguen baixar o prezo final ao ofertar por debaixo da media, e este prezo forma parte do que finalmente terán que pagar os consumidores. Mentres, como contrapunto a isto, a remuneración estatal ás renovables inclúese dentro das peaxes de acceso, incrementándoas, polo que forma parte do prezo final e, neste aspecto, xoga incrementándoo. Cabe dicir que a enerxía eólica, ao ser das máis competitivas entre as renovables, non ten uns efectos tan negativos no prezo a pagar polo consumidor final. Non necesita de tanto apoio estatal como outras tecnoloxías por unidade de electricidade xerada e ademais habería que contabilizar outros beneficios asociados (Espinos e Pizarro-Irizar, 2012).

2.3 Regulación previa do sector

O sector das enerxías renovables en España e, como parte das mesmas, da eólica, comezou a cobrar importancia na década dos 90 ao amparo do Plan Enerxético Nacional 1991 – 2000. Con todo, débese salientar que antes disto a enerxía hidráulica xa posuía importancia, e existía unha regulación tal como os Reais Decretos 1217/1981, 1544/1982 e 907/1982 -que versaba, este último, sobre autoxeración en xeral- que desenvolvían a lei 82/1980 para a Conservación de Enerxía. Esta Lei foi a primeira en conter unha xustificación para o apoio ás renovables: a redución da dependencia enerxética.

Volvendo á década dos 90, é co Real Decreto 2366/1994 co que se acuñou o termo de réxime especial que sería usado nas disposicións legais futuras. Nesta norma establecíase unha retribución por medio dunha tarifa que incluía unha potencia a facturar e un termo de potencia como variables básicas. Estas eran multiplicadas por un coeficiente que tiña en conta os custos xerados.

A seguinte lexislación a comentar é a que vén da man da Lei 54/1997 do sector eléctrico e da normativa que desenvolve a mesma, en especial o Real Decreto 2818/1998. Esta Lei deulle o impulso definitivo ás enerxías renovables. Esta regulación nace como manifestación dos obxectivos europeos sobre renovables que se estableceran para 2010. Así, as súas características básicas son o apoio ás renovables e o impulso á competencia no libre mercado. Nesta regulación garántese o acceso á rede a todos os produtores de enerxías renovables e cámbiase a forma de

apoiar desde o Estado ás mesmas, sendo España posiblemente influenciada por outros países como Alemaña.

Así, o sistema retributivo pasou a permitir a elección entre dúas alternativas. Por un lado unha prima fixa por enriba do prezo de mercado da electricidade. Mentres, polo outro, un prezo fixo total tamén axustado anualmente, que permitía aos xeradores saber a que se debían ater con antelación, independentemente de cambios no prezo de mercado (del Río, 2008). Ademais, ás enerxías renovables, ao garantir o seu acceso á rede, recoñecíase o dereito a incorporar á dita rede de enerxía toda a que producían, debendo ser absorbida polo sistema a excedentaria. Finalmente, na disposición adicional vixésimo quinta e na disposición transitoria décimo sexta da lei, establecíase un Plan de Fomento do Réxime Especial para as Enerxías Renovables que buscaba que en 2010 o 12% da enerxía en España tivese o seu orixe en renovables, froito da regulación europea vista. Este porcentaxe, como se explicou, elevaríase ao 15% desde Europa.

Pola súa banda, o Real Decreto engade á Lei xa comentada a clasificación en grupos e subgrupos atendendo á fonte de enerxía utilizada para a xeración que, con escasas modificacións, séguese a utilizar actualmente. Foi aquí cando a enerxía eólica se encadrou no grupo b.2 no que está na actualidade. Esta clasificación pode observarse no anexo I. Á súa vez, tamén se determinaba aquí a non obriga das instalacións de menos de 50 MW de potencia de acudir ao mercado, ofrecéndolles unha retribución alternativa. O réxime retributivo anterior da Lei 54/1997 foi lixeiramente modificado pola Lei 66/1997 mentres que a Lei 14/2000 deulle potestade ao Goberno para que puidese autorizar primas superiores ás previstas, o cal antes só era posible para as instalacións de enerxía solar.

Seguindo coa evolución lexislativa, aparece o Real Decreto 436/2004, que substituíu aos Reais Decretos 2818/1998 e 841/2002. Esta primeira gran reforma foi, principalmente, resultado das interaccións entre tres grandes partes interesadas:

-O goberno, que tiña por obxectivo principal a eficacia na implantación de renovables e unha maior participación da enerxía xerada deste xeito no mercado de electricidade, sen gravar demasiado aos consumidores por este concepto.

-REE, que era o ente encargado de xestionar a rede e estaba preocupado pola estabilidade da mesma debido ao impacto crecente da xeración mediante enerxía eólica, ao non poder producir a calquera hora.

-Xeradores de enerxías renovables que argumentaban que as revisións anuais sobre a retribución non eran transparentes e tiñan un alto grao de arbitrariedade; á vez que lles impedía ter un horizonte a medio prazo o suficientemente claro para planificar un financiamento cuns custos de capital razoables.

Así, este Real Decreto 436/2004 na súa exposición de motivos explicaba que trataba de unificar todas as disposicións desenvolvedoras da Lei 54/1997 nunha soa, e de outorgar un marco regulatorio duradeiro, obxectivo e transparente. Ademais, este Real Decreto non se conformou só con refundir a normativa anterior se non que, para conseguir un desenvolvemento sostible, que era un dos obxectivos anunciados na exposición de motivos, introduciu algunhas modificacións. Entre estas, débense citar os mecanismos de retribución. Nesta norma ofrecíase, no artigo 22.1, a opción de elixir entre dúas opcións distintas:

-Ceder a electricidade xerada á empresa distribuidora de enerxía eléctrica a cambio dunha tarifa regulada.

-Participar no mercado libre, obtendo como remuneración o prezo que se conseguira neste, máis un incentivo por participar no mercado, máis, no seu caso, unha prima. Dita prima, dispuña o artigo 24, consistía nunha porcentaxe da tarifa eléctrica media ou de referencia de cada ano. Á súa vez, os produtores que vendían no mercado libre tamén eran retribuídos en concepto de garantía de potencia. Por outra banda, as revisións dos niveis do réxime de apoio tiñan lugar cada catro anos e sen retroactividade -é dicir, non afectaría investimentos anteriores- e garantiuse o apoio para toda a vida útil das instalacións. Finalmente, débese resaltar tamén que esta reforma concedeulle un tratamento máis favorable á enerxía solar (del Río 2008).

Por outra banda, no Real Decreto – Lei 7/2006 polo que se adoptan medidas urxentes no sector enerxético xa se advertía que as medidas que podía tomar o Goberno en circunstancias extraordinarias tamén podían afectar ás enerxías renovables, cousa que ata ese momento non era así. Pese a iso, déuselles prioridade á hora de acceder

ás redes. Tamén se pasou a retribuír non só a enerxía excedentaria, senón toda a enerxía producida nas instalacións agás os consumos propios que teña a central de xeración.

No 2007, o Real Decreto 436/2004, que, como xa se expuxo, afirmaba tratar de establecer un marco regulatorio duradeiro para a xeración en réxime especial, foi derogado polo Real Decreto 661/2007, polo que non cumpriu ese obxectivo. Esta nova norma trouxo consigo a que se pode chamar segunda gran reforma do sector. Aínda que este Real Decreto pódese encadrar dentro da época dourada das renovables, nel o discurso xa comezou a cambiar un chisco. Así, pese a que na exposición de motivos se seguía a falar de continuar potenciando o réxime especial, na mesma xa se empezaban a tocar temas como a salvagarda da seguridade do sistema eléctrico e a garantía da calidade do subministro.

En canto á retribución, pódese dicir que se conserva unha dobre alternativa pero con certos cambios en relación coa existente. Así, o artigo 24 desta norma explica que os produtores de enerxía en réxime especial podían escoller entre:

-Unha tarifa regulada que era única para todos os períodos de programación, que se outorgaba a cambio de ceder a electricidade producida ao sistema a través dunha rede de transporte ou distribución. Esta tarifa, como amosaba o artigo 36 do devandito Decreto, era de 7,3228 céntimos/kWh durante os vinte primeiros anos das instalación, mentres que a partir de aí pasaba a ser de 6,1200 céntimos/kWh.

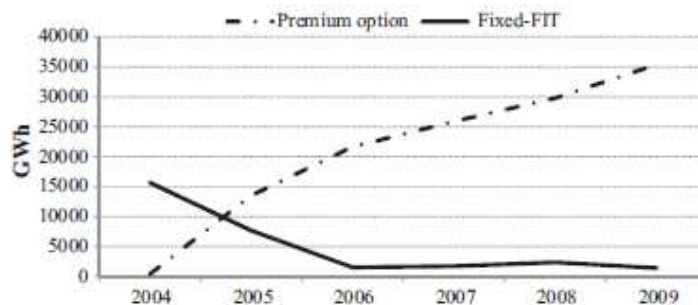
-A outra forma de remuneración consistía na venda de electricidade no mercado de produtores co prezo que os titulares da explotación puidesen acadar, máis unha prima adicional a sumar a dito prezo. Para o cálculo desta prima, que só se ofrecía durante os primeiros vinte anos da instalación, existía unha prima de referencia de 2,9291 céntimos/kWh, un límite superior de prezo de 8,4944 céntimos/kWh e un límite inferior de 7,1275 céntimos/kWh. Así pois, con estes datos podía estar en catro supostos distintos de prima percibida a cada hora:

- Se a suma do prezo de mercado nesa hora máis o valor da prima de referencia se atopaba entre o límite inferior e superior, percibíase como prima efectiva o valor da de referencia.

- Se a suma do prezo de mercado nesa hora máis o valor da prima de referencia resultaba ser igual ou menor ao límite inferior, a cantidade a percibir era a diferenza entre o límite inferior e o prezo de mercado.
- Se o prezo de mercado nesa hora sen adicionar a prima de referencia resultaba estar entre o límite superior menos a prima de referencia e o límite superior, a cantidade efectivamente percibida era a diferenza entre o límite superior e o prezo de mercado nesa hora.
- Se o prezo de mercado nesa hora se situaba por encima do límite superior ou era igual a este o valor a percibir era cero.

Con datos actuais pódese apreciar que a primeira forma de retribución citada -que a doutrina científica coñece como *fixed-FIT*-, no que a eólica se refire –e en xeral tamén no resto de renovables-, practicamente só foi usada coa anterior normativa, pasando xa en 2006 a ser maioritaria a segunda opción de remuneración citada, coñecida como *premium*. Esta situación aparece descrita para a propia eólica na seguinte gráfica:

Figura 8: Elección de tarifa ou mercado + prima tras Real Decreto 436/2004



Fonte: Schallenberg-Rodríguez e Haas (2012)


Esta reforma, de novo, volvía obedecer a unha lóxica de obxectivos diversa. Así, por un lado tratábase de garantir a estabilidade do sistema eléctrico, tomando decisións tales coma que a enerxía eólica e algunha solar, polo seu carácter inestable na xeración, non recibisen o pago de garantía de potencia e tendo tamén unha normativa máis restritiva no relativo a desvíos. Por outro lado, seguiuuse a tratar de impulsar a participación das renovables no mercado e isto pódese afirmar que resultou bastante exitoso xa que a maioría dos xeradores se decidiron pola retribución de mercado,

como se viu no gráfico anterior para a eólica. Finalmente, tratouse de frear os custos do sistema, que cada vez estaban a provocar un déficit tarifario maior. O pouco éxito neste punto foi unha das razóns que levaron á reforma legislativa aquí analizada.

Outro aspecto que se debe citar do Real Decreto 661/2007 é a posibilidade que outorgou ás instalacións que vendían a distribuidores de optar entre estar suxeito a esta nova disposición legal ou ao Real Decreto 436/2004 para a vida útil restante de ditas instalacións. A súa vez, os xeradores que vendían ao mercado tiñan dereito a recibir a prima máis o impulso á participación no mercado da normativa de 2004 ata o 31 de decembro de 2012 (del Río, 2008).

Toda esta evolución, en canto ao plano retributivo, pódese resumir na seguinte táboa:

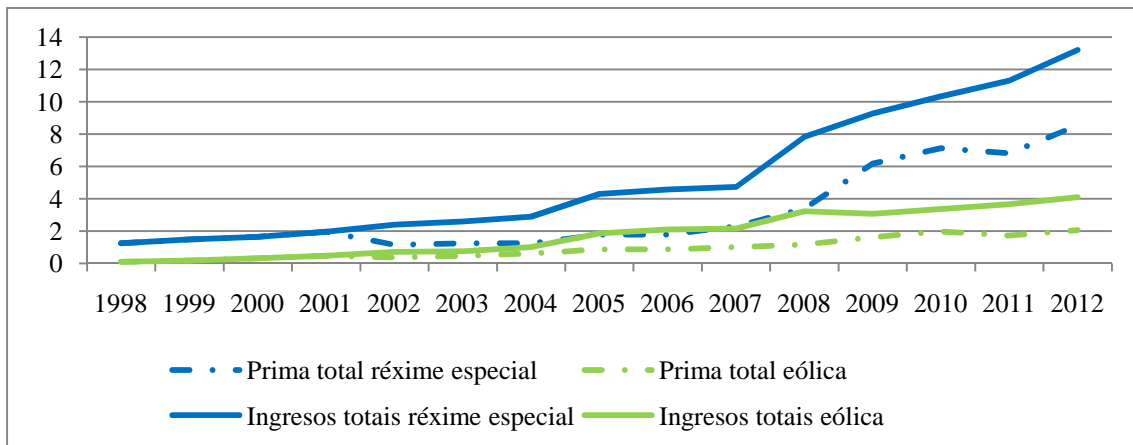
Táboa 2: A remuneración ás renovables nas distintas normativas

| Norma | Tipo de remuneración | |
|--------------------------------------|---|---|
| Real Decreto 2366/1994 | Tarifa en función de termo de potencia e potencia a facturar |  <p>Progresiva introdución no mercado</p> |
| Lei 54/1997 e normativa de desenrolo | Prima fixa por enriba do prezo de mercado | |
| | Prezo fixo total axustado anualmente | |
| Real Decreto 436/2004 | Tarifa regulada | |
| | Mercado + prima consistente nun porcentaxe da tarifa media anual | |
| Real Decreto 661/2007 | Tarifa regulada | |
| | Mercado + prima variable en función do prezo do mercado a cada hora, uns límites superiores e inferiores e unha prima de referencia | |

Fonte: Elaboración propia

En resumidas contas, durante todo este período o apoio, aínda que variable, foi continuo ás enerxías renovables. Isto fomentou moito o seu crecemento, especialmente o da eólica, como se apreciaba xa na figura 6. De feito, a retribución a este sector foi crecente en termos absolutos, como se mostra na seguinte gráfica:

Figura 9: Evolución da prima total e ingresos totais das renovables e da eólica en miles de millóns de euros



Fonte: Elaboración propia a partir de datos da CNMC (2014)

En dita gráfica pódese apreciar como, nun primeiro momento toda a retribución das renovables era a prima recibida. Non obstante, a partir de 2001, cos diversos cambios legislativos, as renovables empezaron a conseguir parte da súa remuneración por medio da venda no mercado. A partir do cambio normativo de 2004, unido a que o mesmo potenciou a instalación de moitos novos proxectos de renovables, pódese apreciar que a retribución total aumentou moito, a pesar de que a retribución por kWh non sufriu a mesma evolución. Isto, como dixemos, foi froito do aumento de instalacións deste tipo.

O crecemento en tales proporcións do sector e da súa retribución, aínda que trouxo moitas consecuencias positivas -dende unha redución da contaminación ao xerar enerxía, ata a creación dun importante número de empregos vinculados ás renovables ou a diminución da dependencia enerxética do exterior- agravou o problema do déficit tarifario. Isto, unido a outras causas como que desde o Estado se empezase a planificar unha reforma de gran calado do sector eléctrico (Sáenz de Miera *et al*, 2008).

Finalmente, no 2012 iniciouse a reforma temida polo sector das renovables. A mesma modificoulles, especialmente, a súa forma de retribución. As causas e os posibles efectos desta reforma centrarán as páxinas posteriores deste traballo.

3. A reforma do sector eléctrico

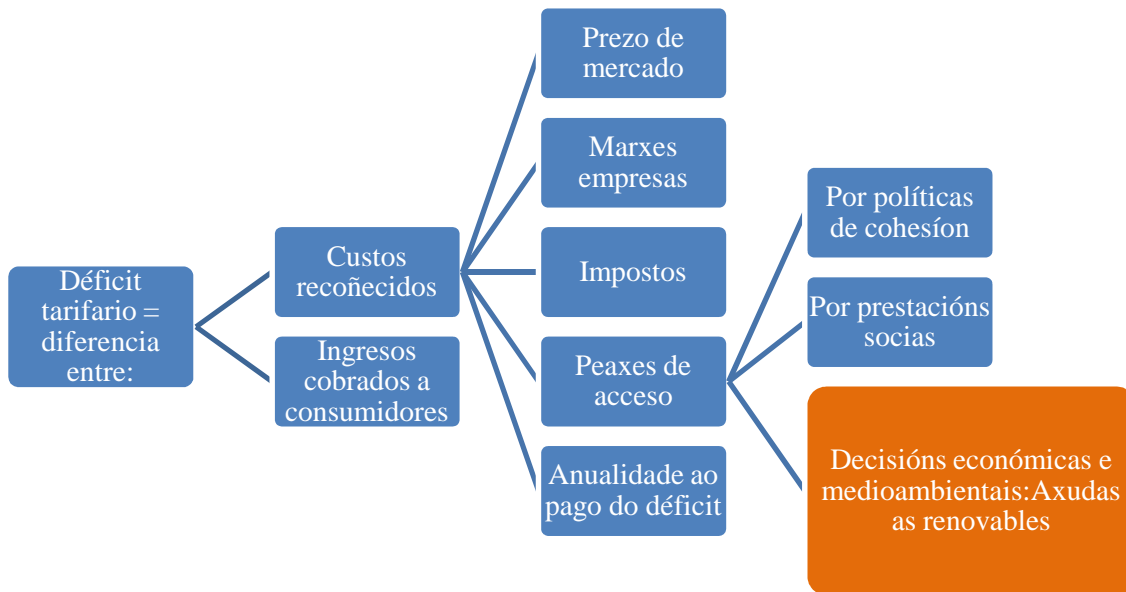
3.1 Causas da reforma

A reforma eléctrica actual baséase en dúas causas principais. Por un lado, está a cuestión do cumprimento dos obxectivos enerxéticos europeos respecto ás renovables. España, neste aspecto, leva moita vantaxe respecto á maioría dos países membros e presúmese que non terá problemas para cumprir os obxectivos de 2020 -a salvo de que se poidan variar os mesmos desde Europa- polo que o goberno non ten gran interese nunha maior instalación de enerxía renovable con respecto a ditos obxectivos. Por outra banda, atópase o problema do déficit tarifario, que desde o Estado non se deu resolto pese a que xa antes desta reforma se introduciron unhas cantas medidas ao respecto.

O déficit tarifario pódese definir como a diferenza entre os ingresos que as empresas eléctricas reciben dos pagos dos consumidores por tarifa regulada e os custos recoñecidos pola regulación (Fabra, 2014). Nesta definición é moi importante o termo “recoñecidos”, xa que se estes custes non se corresponden cos efectivos estaríase máis ben ante un déficit regulatorio. Ditos custes inclúen o custo de producir, transportar, distribuír e comercializar a electricidade, os impostos e uns custes que se foron asociando á tarifa por diversos motivos. Dentro destes últimos débese falar de custes por prestacións sociais como os subsidios ao consumo de carbón nacional,

custes provocados polas políticas de cohesión territorial coma os pagos que se fan aos xeradores de electricidade nas illas, e custes motivados por decisións de política económica e medioambiental entre as que destacan as primas pagadas ás enerxías renovables (Sallé, 2012).

Figura 10: Os compoñentes do déficit tarifario



Fonte: Elaboración propia

A orixe do déficit tarifario probablemente haxa que buscala en 1997 cando, coa Lei 54/1997, o subministro de enerxía eléctrica deixou de considerarse un servizo público e rexerse, en principio, pola libre competencia. Esta competencia foi insuficiente, como mostra o gran poder de mercado das cinco empresas máis relevantes do sector, e isto favoreceu en parte a aparición do déficit. Deste xeito, unha inadecuada regulación foi a maior causa de que este se producise. Nesta mala regulación débese engadir o feito de que se ignorasen dúas características básicas do sector eléctrico como son a diversidade de tecnoloxías para a xeración, que implica unha heteroxeneidade de custos, e a homoxeneidade do produto final vendido, o que implica que esta venda se faga ao mesmo prezo. Así, atópanse, por exemplo, grandes centrais hidráulicas e centrais nucleares, que xa foron amortizadas, que están sobrerretribuídas (Fabra-Portela e Fabra-Utray, 2012).

Á súa vez, como se apreciaba antes, no concepto de custos que aparecen na lei hai partidas que non deberían ser incluídas ao non teren relación directa coa xeración e venda de electricidade. Ademais, os custes medran anualmente, con pequenas excepcións, máis que as tarifas ofertadas aos consumidores. A isto débéselle sumar que o prezo que se forma nos mercados eléctricos tanto primario como minorista de comercialización -que é un dos compoñentes da tarifa que se lle cobra finalmente ao consumidor- non responde en realidade a criterios competitivos, senón ao poder de mercado das cinco grandes empresas do sector (Jiménez, 2008).

Por todo isto, dende o 2000, o prezo do kWh tendeu a situarse por enriba das tarifas fixadas *ex ante* polo goberno, o cal tivo como consecuencia que se fose acumulando este gran déficit. Así, con este efecto bola de neve, chegamos á actualidade cun déficit tarifario que ascendeu en 2012 a 24.000 millóns de euros, o que equivale a máis do 2 % do PIB español. Cabe tamén salientar que esta cantidade que está pendente de ser recuperada a través das tarifas non a soportan as empresas eléctricas senón que a maioría (o 66%) pertence ao Fondo de Amortización da Débeda Eléctrica (FADE) ao cal as eléctricas lle venderon os seus dereitos de cobro (Espinosa, 2013).

3.2 As enerxías renovables e o déficit tarifario

A relación entre as enerxías renovables e o déficit tarifario é certamente contradictoria. Así, mentres que o goberno as culpa en gran medida de dito déficit, certa doutrina científica non só as exculpa, senón que, de feito, ve nelas unha posible solución ao mesmo ou, cando menos, unha medida que o mitigue e, á súa vez, defende que a introdución deste tipo de enerxía reduciu as alzas dos prezos (Montes, 2012).

Nas exposicións de motivos das diferentes normas da reforma eléctrica comezada en 2012 o goberno fala dunha necesidade de garantir a sustentabilidade financeira do sistema eléctrico (paliar o déficit), conxuntamente a isto tamén deixa entrever que xa hai demasiada potencia instalada de enerxía renovable e que esta contribúe en certa medida a xerar o déficit. Esta afirmación, aínda que tecnicamente é certa, non ten en conta os efectos positivos no prezo da enerxía que se mostraban coa figura 7 (Azofra *et al*, 2014). Ademais diso, tamén se debe engadir que non se poden valorar por igual

todas ás enerxías renovables, pois unhas contribúen en maior medida que outras ao déficit ao seren tecnoloxías menos desenvoltas ou con custes de produción moi superiores.

Algunha solución ao déficit proposta pola doutrina científica, como se anticipaba antes, pasa polas renovables. Cabe citar o modelo empregado por outros países europeos consistente nun mercado de certificados verdes. Neste modelo, por cada MWh producido con enerxías renovables outórgase un certificado verde válido para un certo período de tempo. O lexislador, así, pode esixir un número mínimo de certificados verdes para operar no mercado, multando a quen non os alcance. Deste xeito, as características ecolóxicas que as renovables internalizan tales como a súa nula contaminación (o cal lle axuda ao Estado a cumprir con acordos coma o Protocolo de Kioto e evitar pagar a correspondente sanción) vense recoñecidas. Do mesmo xeito, os ingresos obtidos dos produtores contaminantes poderían usarse para financiar o déficit. Con todo, este mercado de certificados verdes parece viable soamente para as enerxías xa maduras como poden ser a eólica ou a hidráulica. (Espinosa e Pizarro-Irizar, 2012).

Outras solucións propostas pola doutrina (Fabra, 2014; Fabra-Portela e Fabra-Utray, 2012; Jiménez, 2008) son:

-Subir as tarifas: Neste caso, a mesma doutrina que o propón afirma que é inviable debido a que xa se está a espremer ao consumidor todo o que é política e socialmente aceptable.

-Financiar os custos que non cobren as tarifas con fondos dos Presupostos Xerais do Estado: Isto no contexto de recortes no que se vive actualmente tamén parece inviable xa que se drenaría máis capacidade de financiamento de sectores como a educación ou a sanidade.

-Baixar os custes recoñecidos da xeración de electricidade: Este caso parece ser o máis plausible xa que estes, como se afirmou en liñas anteriores, están certamente sobredimensionados. Neste caso, trataríase de non recoñecer como custes os de instalacións xa amortizadas, o cal é relevante en centrais nucleares e de gran hidráulica. Tamén se poderían reducir outros custes coma os subsidios ao carbón

nacional, que -aparte da súa escasa eficiencia- presenta problemas medioambientais que non teñen as renovables e os postos de emprego que xera tamén se poden xerar con estas enerxías renovables.

3.3 Evolución lexislativa

No 2012 iniciouse a reforma do sector eléctrico, a pesar de que o groso da mesma chegara en 2013 e 2014. Esta, en relación coas renovables, recortoulles moitos dos seus ingresos. A evolución temporal vivida pola mesma foi a seguinte:

A primeira norma a citar no marco desta reforma é o Real Decreto 1/2012, no cal se suprimen de forma non retroactiva todos os incentivos económicos para as novas instalacións que se levasen a cabo a partir dese momento. Ese mesmo ano, en decembro, por medio da Lei 17/2012 estableceuse un imposto aos produtores de electricidade, tanto de réxime xeral como especial. Este imposto sobre a xeración establecía un tipo de gravame do 7%. O recadado mediante dito imposto destinouse nos Presupostos Xerais do Estado a financiar os custos do sistema. Deste xeito, o goberno comezaba a sinalar ás enerxías en réxime especial como culpables do déficit do sector.

Como se anticipou, o groso da reforma do sector eléctrico deuse no 2013. De feito, nestas datas desde o goberno xa se comezou a falar dunha gran reforma eléctrica. Así, o Real Decreto - Lei 2/2013 de medidas urxentes para o sistema eléctrico e o sector financeiro, que seguía a buscar o corrixir os desaxustes entre ingresos e custes no sector eléctrico, introduciu certas medidas importantes para o sector eólico. Estas consistían na modificación da forma de valorar certos custes. Á súa vez, xa se empeza a introducir o concepto de rendibilidade razoable, que será un elemento central da retribución das instalacións.

Pola súa banda, o Real Decreto - Lei 9/2013 segue na mesma liña que a anterior normativa comentada neste apartado e na súa exposición de motivos xa recolle que a súa realización responde ao *“carácter insostible do déficit do sector eléctrico e da necesidade de adoptar medidas urxentes de vixencia inmediata que permitan poñer fin*

a esta situación”. Deste xeito cambiou a filosofía que existía ata o momento de procurar apoiar o sector das renovables e liberalizar o mercado eléctrico na medida do posible.

Esta disposición legal, de gran importancia no sector, autorizou ao goberno a modificar a retribución aos produtores de enerxía en réxime especial. Así, a nova retribución ao réxime especial para as novas instalacións, dispón o Real Decreto – Lei, virá determinada, por un lado, polo que se obteña da venda de enerxía a prezo de mercado, mentres que, por outro lado, darase unha retribución específica por unidade de potencia instalada. Esta retribución específica tratará de cubrir os custes dunha instalación tipo ocasionados polo investimento inicial que non se cubran coa participación no mercado.

Para calcular dita retribución valoraranse os ingresos estándar pola venda de enerxía, os custos estándar de explotación -en ningún caso se terán en consideración custos administrativos xerados por normativa autonómica- e o valor estándar do investimento inicial; todos eles considerados para unha empresa eficiente e ben xestionada. Tamén se dispón dun termo retributivo á operación, aínda que este non afecta á eólica polo que non entraremos a analizalo en maior profundidade.

A retribución ao réxime especial pivota en todo momento no concepto de rendibilidade razoable. Esta será antes de impostos e establecerase en referencia ao rendemento medio no mercado secundario das Obrigas do Estado a dez anos, aplicando o diferencial axeitado. Ademais de todo isto, posibilitouse a revisión destes parámetros retributivos cada seis anos. Por outra banda, este Real Decreto – Lei tamén crea o Rexistro de réxime retributivo específico, no cal se deberá inscribir todo aquel que queira percibir a retribución por este concepto.

En canto ás instalacións xa existentes, aplicaráselles esta nova normativa de xeito similar as novas instalacións, pois de novo a retribución apóiase nas claves de participación no mercado, rendibilidade razoable e empresa eficiente e ben xestionada. Así pois, o Real Decreto – Lei 9/2013 xa introduce realmente a reforma eléctrica, con grandes efectos económicos.

A continuación desta disposición, chegou a Lei 24/2013 do sector eléctrico, que constitúe o eixo central desta reforma. No referente ás enerxías renovables, nesta Lei continúaase coa liña imperante en toda a normativa comentada neste apartado, baseándose tamén nos conceptos de retribución mediante o mercado e rendibilidade razoable. Pese a todo, aparece prevista a posibilidade de que, con carácter excepcional, se establezan novos réximes retributivos específicos para fomentar a produción a través de enerxías renovables, para o caso en que se establezan novos obxectivos enerxéticos desde a Unión Europea ou cando a súa introdución supoña a redución do custe enerxético e da dependencia enerxética exterior. Á súa vez, esta Lei concreta máis as posibles revisións do sistema retributivo. Nela, no seu artigo 14.4, defínense os períodos e semiperíodos regulatorios. Así, os primeiros son os que xa se citaban para o Real Decreto – Lei 9/2013, que duran seis anos e ao final dos cales se poden modificar todos os parámetros retributivos agás o valor estándar do investimento inicial e a vida útil regulatoria. Mentres, os semiperíodos regulatorios duran tres anos e neles pódense modificar as estimacións de ingresos pola venda da enerxía xerada, valorada ao prezo de mercado de produción en función da evolución dos prezos do mercado e das previsións de horas de funcionamento. Outro axuste que se pode practicar nos semiperíodos regulatorios versa sobre a posible modificación dos parámetros retributivos en función das desviacións que houberse no semiperíodo regulatorio anterior entre o prezo do mercado real e as estimacións feitas sobre o mesmo.

Finalmente, xa no 2014 no Real Decreto 413/2014 polo que se regula a actividade de produción de enerxía eléctrica a partir de fontes de enerxía renovable, coxeración e residuos, establécese a fórmula básica usada por estes xeradores. Esta fórmula de retribución, que logo se comentará, é especificada máis ao detalle na orde 1045/2014. Estas dúas últimas normas dannos a forma concreta de remuneración ás renovables e, polo tanto, á eólica, sobre a cal se baseará a parte empírica deste traballo.

4. A nova retribución da enerxía eólica

Como se comentou, o novo réxime retributivo específico para as enerxías renovables, e dentro delas a eólica, aparece descrito no Real Decreto 413/2014, e este é desenvolvido con máis detalle na Orde 1045/2014. O mesmo baséase no ano de instalación do parque e na súa potencia instalada. O resto de conceptos que se inclúen para chegar á cantidade efectiva a percibir son dados polo Estado, sendo os que este considera normais para unha instalación eficiente e ben xestionada. Así, o que se ten en conta é un parque tipo que é definido unicamente polo seu ano de instalación. Isto implica un cambio de filosofía na forma de retribuír xa que, ata o momento, facíase pola enerxía xerada. Agora os compoñentes básicos que se tratan de recoller son un elemento que englobe o que se recibiu de axudas ata o momento e outro que determine canto se debe percibir no futuro axustando isto aos períodos que quedan de vida útil da instalación para non percibir de máis e tendo en conta a rendibilidade razoable que o goberno garante.

O artigo 11.6 do Real Decreto 413/2014 descríbennos esta nova forma de retribuír, mentres que os artigos 16 e 17 dannos a fórmula básica da mesma. Así, a retribución total (R_{tot}) componse por un lado por un termo retributivo por unidade de potencia instalada (R_{inv}) e, por outro, por un termo retributivo á operación (R_o). Polo que:

$$R_{TOT} = R_{Inv} + R_o \quad (1)$$

A descrición destes dous compoñentes é como sigue:

O termo retributivo por unidade de potencia instalada denomínase retribución ao investimento (R_{inv}). Para calcular os ingresos anuais por este concepto –que nos pode encadrar en diversas situacións-, partírase da seguinte fórmula:

$$\text{Ingresos anuais por } R_{inv} = R_{inv_{j,a}} \cdot \text{Potencia} \quad (2)$$

Aquí hai que ter en conta que:

$$R_{inv_{j,a}} = C_{j,a} \cdot VNA_{j,a} \cdot \frac{t_j \cdot (1 + t_j)^{VR_j}}{(1 + t_j)^{VR_j} - 1} \quad (3)$$

Onde:

$R_{inv_{j,a}}$: Retribución ao investimento anual por unidade de potencia, no ano “a”, cada ano do semiperíodo regulatorio “j”, expresada en €/MW.

$C_{j,a}$: Coeficiente de axuste no ano “a” para o semiperíodo regulatorio “j”, expresado en tanto por un. Debe estar comprendido entre 0 e 1. Se resultase negativo tomarase o cero como coeficiente e se fose maior cá unidade será esta a que se utilice. Este é unha estimación en valores relativos que trata de ponderar o que a instalación debe percibir de remuneración específica no futuro. Así, de estar xa amortizada coas retribucións pasadas, este coeficiente valerá cero –ou negativo e considerárase cero co axuste explicado- e non recibirá ningunha remuneración específica no futuro.

$VNA_{j,a}$: Valor neto do activo por unidade de potencia, ao inicio do semiperíodo regulatorio “j”, para o ano “a”. Exprésase en €/MW e nunca será negativo. No caso de que da fórmula pola que se calcula o seu valor saíse un número negativo tomarase o cero como valor. Este compoñente, que está en valores absolutos, é o que ten en conta o recibido ata o momento e nel pódese observar se xa se recibiu de máis ou se, en cambio, necesita maiores cantidades futuras para poder amortizar o investimento e acadar a rendibilidade razoable.

t_j : Taxa de actualización que toma como valor a rendibilidade razoable para o semiperíodo regulatorio “ j ”, expresada en tanto por un. Esta rendibilidade calcularase como a media do rendimento das Obrigas do Estado a dez anos no mercado secundario os 24 meses previos ao mes de maio do ano anterior ao do período regulatorio, incrementándose nun diferencial. Actualmente está establecido en 7,503%. O coeficiente que conforma, como terceiro elemento da fórmula, é o que axusta a retribución específica pendente de recibir pola instalación aos anos de vida útil que lle quedan.

VR $_j$: Vida residual da instalación, isto é, número de anos que lle faltan ao inicio do semiperíodo regulatorio “ j ” para acadar a súa vida útil regulatoria. Para a enerxía eólica a vida útil regulatoria é de 20 anos.

Tanto o coeficiente de axuste coma o valor neto do activo por unidade de potencia calcúlanse de forma distinta en función do horizonte temporal no que nos situemos. Así, dinos o apartado segundo do anexo VI do Real Decreto 413/2014, para o establecemento dos parámetros retributivos no semiperíodo regulatorio “ j ”, o valor neto do activo por unidade de potencia será igual ao valor estándar do investimento inicial. Mentres, o coeficiente de axuste responderá á seguinte fórmula:

$$C_{j,a} = \frac{VI_a - \sum_{i=a}^{a+VU-1} \frac{Ingfi - Cexpfi}{(1 + t_j)^{i-a+1}}}{VI_a} \quad (4)$$

Onde:

VI $_a$: Valor estándar do investimento inicial da instalación tipo con autorización de explotación definitiva no ano “ a ” por unidade de potencia, expresada en €/MW.

a : Ano de autorización de explotación definitiva da instalación tipo.

VU: Vida útil regulatoria da instalación tipo expresada en anos.

Ingfi: Estimación dos ingresos de explotación futuros por unidade de potencia que percibirá a instalación tipo no ano “ i ” ata a fin da súa vida útil regulatoria. Os ingresos

de explotación incluirán os ingresos procedentes da venta de enerxía no mercado. Este valor exprésarase en €/MW.

Cexpfi: Estimación do custo futuro de explotación, por unidade de potencia, da instalación tipo no ano “i” ata o fin da súa vida útil regulatoria. Este valor exprésarase en €/MW.

tj: Taxa de actualización que xa se definiu para a ecuación (3).

A fórmula de retribución ao investimento pode verse corrixida polo número de horas equivalentes de funcionamento. As horas equivalentes de funcionamento son as horas de potencia máxima ás que opera un parque no ano⁷. Con todo, a previsión legal da que aquí se fala ten un límite por debaixo do cal deben funcionar moi baixo, polo que é complicado que unha instalación, salvo algunha avaría importante, non o cumpra.

Tanto Cja coma VNAj,a sofren modificacións nas súas fórmulas ao realizárense as revisións futuras que prevé a normativa. Á súa vez, estas fórmulas tamén cambian no caso de instalacións de máis de 50 MW. Pese a iso, na parte empírica serán analizados os efectos nas instalacións máis comúns, que son as que se moven entre os 5 MW –por debaixo desa cifra xa se entraría tamén nunha forma distinta de remuneración- e 50 MW. Ademais, os comportamentos a valorar serano no momento presente e non en futuras actualizacións que en moitos casos son complicadas de estimar. Estes cambios e revisións nas citadas fórmulas expóñense no anexo II.

Por último, o termo Ro citado ao inicio deste apartado compón a outra parte da retribución específica. Para o seu cálculo atenderase á seguinte fórmula:

$$\text{Ingresos por Ro} = Ro \cdot \text{Enerxía vendida no mercado de produción} \quad (5)$$

Non obstante, débese advertir que no caso da enerxía eólica, seguindo a Orde 1045/2014, non se retribúe por este concepto.

⁷ Para ilustrar isto, imaxinemos un parque de 20 MW que opera as 8.760 horas do ano. De facelo a potencia máxima xeraría unha enerxía de 175.200 MWh –resultado de multiplicar 8.760 por 20-. Se en vez de traballar a potencia máxima traballase, de media, ao 20% da potencia máxima a enerxía xerada sería 35.040 MWh -20 * 8.760 * 0,2- e as horas equivalentes polo tanto serían 1.752, xa que son nas que, a potencia máxima, se xerarían eses 35.040 MWh

5. Os efectos da reforma no sector eólico

5.1 Estrutura, variables e información

Nas seguintes liñas tratarase de cuantificar o impacto para a tecnoloxía eólica da reforma do sector eléctrico descrita nas páxinas anteriores. Nun primeiro punto, observarase como afectou globalmente aos parques existentes en relación coa retribución específica anterior. Para esta análise traballárase especialmente sobre dúas variables: o ano de instalación e a produtividade medida en horas equivalentes. Isto débese a que ditas variables son as que determinan para cada instalación singular a retribución económica a percibir. Para facer unha comparativa homoxénea entre a regulación actual e a anterior a retribución será analizada por unidade de enerxía⁸. Concretamente, as comparacións faranse en céntimos de euro por kWh –cent€/kWh-.

A continuación, describirase en qué medida os distintos conceptos que compoñen a fórmula de retribución, vistos especialmente nas ecuacións (3) e (4), afectan a esta, facendo así unha análise de sensibilidade.

⁸ Na actual regulación, como se viu anteriormente, a remuneración é por MW de potencia instalada e na anterior regulación xa se retribuía cunha prima por unidade de enerxía.

Posteriormente realizarase unha análise de impacto territorial, e explicaranse os efectos por CCAA e para o conxunto do Estado⁹. Hai que explicar que aquí se traballará co concepto teórico de instalación ou parque medio, sendo este o máis frecuente no referente a horas equivalentes de funcionamento e ano de instalación – por CA ou estatalmente.-. Coas lóxicas limitacións dunha medida de este tipo, o parque medio amosa unha idea cabal do que *grosso modo* é o máis común dentro de cada CA.

Para rematar, trataranse as implicacións financeiras que a reforma produce para as empresas xeradoras de enerxía eólica. Neste eido, a partir duns supostos de partida, empregárase o ratio de cobertura como variable para facer as comparacións.

Todos os datos cos que se traballará neste apartado empírico proveñen principalmente, de forma directa ou tras ser tratados, do informe mensual de estatística sobre as vendas de réxime especial da CNMC (2014) e do Real Decreto 413/2014 e Orde 1045/2014.

5.2 Impacto na retribución dos parques eólicos

Os efectos xerais que o cambio de normativa trouxo consigo ao sector eólico non foron uniformes. Así, en función do ano de instalación de cada parque e das horas equivalentes de funcionamento uns produtores víronse máis prexudicados ca outros e algúns incluso se viron favorecidos. Na táboa 3, co obxecto de mostrar este impacto, amósase a variación porcentual da retribución por unidade de enerxía, en función do ano de instalación e das horas equivalentes e en relación coa existente coa lexislación anterior. Para comparar con esta lexislación anterior colleuse a prima equivalente en cent€/kWh de 2012 -4,2482 cent€/kWh-, a cal era común a todos os produtores acollidos ao sistema de retribución do prezo de mercado máis prima, os cales viuse na figura 8 que eran a inmensa maioría. Esta compárase cos resultados que amosa a fórmula xeral de retribución recollida na ecuación (1).

⁹ Non se inclúen as Illas Canarias e Baleares por ter un réxime retributivo distinto.

Táboa 3: Variación porcentual da retribución en función do ano de instalación e as horas equivalentes

| Horas / Ano | ≤2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|-------------|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 1500 | -100% | -87% | -69% | -35% | 17% | 68% | 81% | 96% | 71% | 65% |
| 1600 | -100% | -88% | -71% | -39% | 9% | 58% | 70% | 84% | 61% | 54% |
| 1700 | -100% | -89% | -73% | -43% | 3% | 48% | 60% | 73% | 51% | 45% |
| 1800 | -100% | -89% | -75% | -46% | -3% | 40% | 51% | 63% | 43% | 37% |
| 1900 | -100% | -90% | -76% | -49% | -8% | 33% | 43% | 55% | 35% | 30% |
| 2000 | -100% | -90% | -77% | -51% | -13% | 26% | 36% | 47% | 28% | 24% |
| 2100 | -100% | -91% | -78% | -54% | -17% | 20% | 30% | 40% | 22% | 18% |
| 2200 | -100% | -91% | -79% | -56% | -21% | 15% | 24% | 34% | 17% | 12% |
| 2300 | -100% | -92% | -80% | -58% | -24% | 10% | 18% | 28% | 12% | 7% |
| 2400 | -100% | -92% | -81% | -59% | -27% | 5% | 13% | 22% | 7% | 3% |
| 2500 | -100% | -92% | -82% | -61% | -30% | 1% | 9% | 18% | 3% | -1% |
| 2600 | -100% | -92% | -82% | -63% | -33% | -3% | 5% | 13% | -1% | -5% |
| 2700 | -100% | -93% | -83% | -64% | -35% | -7% | 1% | 9% | -5% | -8% |
| 2800 | -100% | -93% | -84% | -65% | -38% | -10% | -3% | 5% | -8% | -12% |
| 2900 | -100% | -93% | -84% | -66% | -40% | -13% | -6% | 1% | -11% | -15% |
| 3000 | -100% | -93% | -85% | -68% | -42% | -16% | -9% | -2% | -14% | -18% |

Fonte: Elaboración propia a partir de datos da CNMC (2014)

Nesta táboa 3 recóllense as instalacións que teñan unha data de autorización definitiva ata 2012 e unhas horas equivalentes de funcionamento anuais entre 1.500 e 3.000.

Na mesma obsérvase como os máis prexudicados son os instalados antes de 2004. Os mesmos non se ven retribuídos polo concepto de prima, pois o goberno considerou que xa recibiran o suficiente para que o seu investimento se vise amortizado e obter unha rendibilidade razoable. Así, estas instalacións só reciben ingresos vía mercado.

A partir do ano 2007, obsérvase como xorden instalacións que se ven beneficiadas polo novo réxime retributivo. Por outra banda, as instalacións instaladas entre 2004 e 2010, ambos incluídos, ven como a súa retribución específica aumenta ano a ano sendo este incremento maior canto máis cerca de 2010 estean, mentres a partir deste último ano se reduce. É salientable destacar o feito de que haxa instalacións que fosen

beneficiadas por unha reforma que nacía como un recorte. Por iso, pódese pensar que o descenso da retribución ás instalacións máis antigas está dalgún xeito financiando as máis novas.

Tamén cómpre comentar que a maior número de horas equivalentes menor será a retribución por kWh. Isto parece lóxico se atendemos á forma na que se dispón na lexislación para que se dea este pago. O mesmo será en función da potencia instalada e o ano de autorización definitivo. Así pois, para un mesmo ano aínda que cunha potencia instalada se xere enerxía durante moitas horas recibírase o mesmo ca se a instalación traballase menos horas –sempre e cando se cumpran os mínimos legais para non caer nunha penalización das do Real Decreto 413/2014, aínda que estes son baixos-. Pese a todo, a instalación máis eficiente que traballase un maior número de horas ao ano, si se vería recompensada coa venda de enerxía no mercado.

Finalmente, destacan os grandes cambios existentes so por ter distinto ano de instalación. Así, por exemplo, un parque de 1.700 horas equivalentes de decembro de 2006 vería como a súa retribución específica diminúe ata ser case a metade da anterior. En cambio, se ese mesmo parque fose instalado un mes despois –xaneiro de 2007- a súa retribución non só non se vería diminuída, senón que aumentaría un 3%.

5.3 Análise de sensibilidade

A fórmula que se usa coa reforma para retribuír aos produtores de enerxía eólica – ecuación (2), recordemos, componse dunha retribución ao investimento (R_{inv}) que é multiplicada pola potencia instalada. O resultado é o que o goberno paga a estes xeradores. Na forma de cálculo desta R_{inv} , en concreto no coeficiente de axuste – ecuación (4)-, inflúen os ingresos que o goberno interpreta que terán estas instalacións nun futuro e os recoñecidos como que tiveron no pasado (Ing_{fi}) así como os custos (C_{expfi}). A lóxica é simple, a maiores ingresos que o goberno interpreta, menor R_{inv} e viceversa; funcionando isto en sentido inverso para os custos.

O que se observará agora é en canto afectan estas variables. A sensibilidade da R_{inv} e, por tanto da remuneración que reciben os produtores, a estes ingresos e custos recoñecidos funciona como se mostra nas seguintes táboas:

Táboa 4: Sensibilidade da remuneración específica a Ingfi e Cexpfi

| Ano de autorización | Subida Ingfi nun 10% | Baixada Ing fi nun 10% | Subida Cexpfi nun 10% | Baixada Cexpfi nun 10% |
|---------------------|----------------------|------------------------|-----------------------|------------------------|
| 2004 | -100% | 435% | 135% | -100% |
| 2005 | -100% | 171% | 56% | -56% |
| 2006 | -70% | 70% | 24% | -24% |
| 2007 | -32% | 32% | 12% | -12% |
| 2008 | -18% | 18% | 8% | -8% |
| 2009 | -14% | 14% | 7% | -7% |
| 2010 | -12% | 12% | 6% | -6% |
| 2011 | -12% | 12% | 7% | -7% |
| 2012 | -10% | 10% | 6% | -6% |
| 2013 | 0% | 0% | 0% | 0% |
| Media | -19% | 25% | 10% | -10% |

Fonte: Elaboración propia

Táboa 5: Sensibilidade da remuneración específica a Ingfi e Cexpfi (2)

| Ano de autorización | Subida Ingfi e Cexpfi nun 10% | Baixada Ingfi e Cexpfi nun 10% | Subida Ingfi un 10% e baixada Cexpfi un 10% | Subida Cexpfi un 10% e baixada Ingfi un 10% |
|---------------------|-------------------------------|--------------------------------|---|---|
| 2004 | -100% | 300% | -100% | 570% |
| 2005 | -100% | 115% | -100% | 226% |
| 2006 | -45% | 45% | -94% | 94% |
| 2007 | -19% | 19% | -44% | 44% |
| 2008 | -10% | 10% | -26% | 26% |
| 2009 | -7% | 7% | -21% | 21% |
| 2010 | -5% | 5% | -18% | 18% |
| 2011 | -5% | 5% | -18% | 18% |
| 2012 | -4% | 4% | -16% | 16% |
| 2013 | 0% | 0% | 0% | 0% |
| Media | -12% | 15% | -27% | 35% |

Fonte: Elaboración propia

O que nestas táboas se nos indica é como varía para cada instalación a Rinv en función dunha baixada e/ou subida do 10% dos ingresos e/ou dos custes que na lexislación do sector se establecen. Observando isto pódese concluír que:

-O concepto de Rinv e, por tanto, a retribución total, é máis sensible aos ingresos que aos custos recoñecidos. Así pois, o goberno debe ter especial coidado ao estimalos, pois diso depende en gran medida o que se pague de máis ou de menos a este sector. Con todo, tamén debe ser coidadoso cos custos, pois, aínda que en menor medida que o caso dos ingresos, a retribución vía prima tamén é bastante sensible a esta variable. Algunhas críticas realizadas á reforma foron acerca destas estimacións.

-As instalacións máis antigas son bastante máis sensibles a cambios nestas dúas variables analizadas. Pola contra, aqueles parques que teñen un ano de instalación máis recente non o notan tanto e no caso das do 2013 nin lles afecta.

Outro parámetro relevante na fórmula era o valor estándar do investimento inicial (VIa). Este aparece na ecuación (4) determinando de novo o coeficiente de axuste. A sensibilidade da retribución ao mesmo funciona coma segue:

Táboa 6: Sensibilidade da remuneración específica a VIa

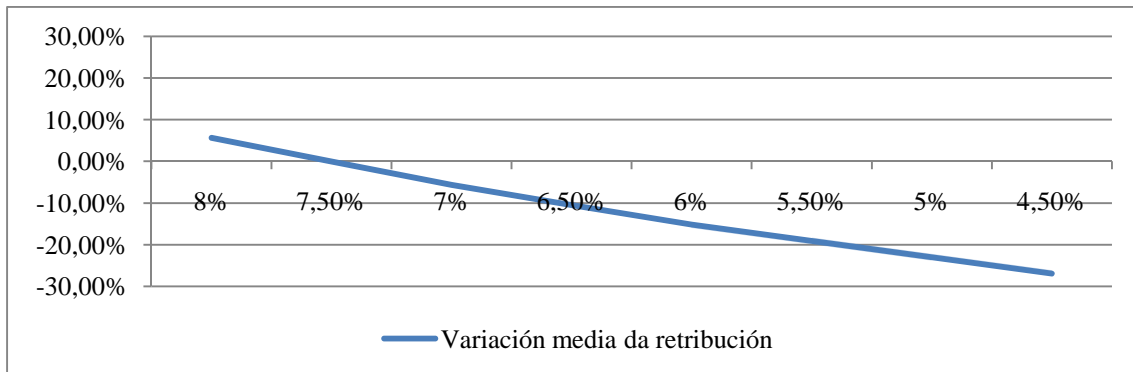
| Ano de autorización | Subida VIa 10% | Baixada VIa 10% |
|---------------------|----------------|-----------------|
| 2004 | 310% | -100% |
| 2005 | 125% | -100% |
| 2006 | 55% | -55% |
| 2007 | 29% | -29% |
| 2008 | 20% | -20% |
| 2009 | 17% | -17% |
| 2010 | 15% | -15% |
| 2011 | 15% | -15% |
| 2012 | 14% | -14% |
| 2013 | 13% | -13% |
| Media | 25% | -22% |

Fonte: Elaboración propia

Desta táboa 6 pódese extraer que V_{Ia} xoga un papel tan relevante ou máis que os ingresos e custos recoñecidos. Con respecto a esta mesma variable cabe dicir que, especialmente nas instalacións máis recentes, o valor é especialmente alto, acorde ás tendencias mundiais (Lacal, 2014). Este feito facilitou que o recorte fose menos intenso neste do sector por esta vía.

Con todo, o que maior preocupación levanta no sector é o concepto de rendibilidade razoable, que aparece na ecuación (3) e (4) como taxa de actualización t_j –a cal está actualmente nun 7,503%-. Esta é sobre a que, segundo o goberno, xirarán principalmente as revisións periódicas da retribución. A citada taxa de actualización está relacionada de forma directa co rendemento das Obrigas do Estado a dez anos no mercado secundario. Este rendemento espérase que baixe para a próxima actualización debido a factores macroeconómicos. Deste xeito, observamos na seguinte gráfica canto pode afectar na R_{inv} dita baixada e tamén como se comporta no caso improbable de que suba.

Figura 11: Variación media da retribución en función da rendibilidade razoable en instalacións autorizadas entre 2004 e 2013



Fonte: Elaboración propia

Na gráfica represéntase no eixe das abscisas a taxa t_j mentres que no das ordenadas indícasenos como evoluciona a R_{inv} en función desta rendibilidade razoable t_j . Obsérvase que a relación é practicamente lineal. Aínda que a gráfica non o mostre, tamén aquí quen presenta maior sensibilidade ao cambio son as instalacións máis antigas. De feito, se a rendibilidade razoable baixase un 0,75%, as instalacións de 2004 deixarían de ser retribuídas e estarían en igual situación as de 2005 se a baixada alcanzase o 1,5%. Cabe concluír que esta é unha importante variable que pode baixar a remuneración en posteriores actualizacións polos condicionantes macroeconómicos.

5.4 Estudo comparativo a nivel territorial

Como xa se expuxo no apartado 5.2, o impacto económico da nova lexislación non foi homoxéneo. Un dos aspectos nos que se observa iso é no ámbito territorial. Así, nunhas CCAA afectou máis que noutras. As razóns radican nas diferenzas no ritmo de instalacións de parques entre comunidades e na diferente produtividade. Nas seguintes liñas explicaranse e cuantificaranse estes cambios.

Para iso, cómpre primeiro mostrar a instalación media por CA. Neste caso tamén se partiu de datos do informe mensual de estatística sobre as vendas de réxime especial da CNMC (2014), o cal ofrece información desagregada para cada rexión. Para facer este cálculo os anos medios foron obtidos ponderando coa potencia instalada anualmente mentres as horas equivalentes resultan de ponderar a en función da potencia acumulada. Os resultados obtidos móstranse na táboa 7:

Táboa 7: Instalacións medias de cada CCAA e estatal

| CCAA | Horas equivalentes | Ano de instalación |
|-----------------------|--------------------|--------------------|
| Andalucía | 1928 | 2008 |
| Aragón | 2415 | 2003 |
| Asturias | 1973 | 2007 |
| Cantabria | 1505 | 2009 |
| Castela a Mancha | 1952 | 2005 |
| Castela León | 1996 | 2007 |
| Cataluña | 2043 | 2009 |
| Comunidade Valenciana | 1946 | 2008 |
| Galicia | 2377 | 2003 |
| La Rioja | 2203 | 2003 |
| Murcia | 1737 | 2008 |
| Navarra | 2519 | 2001 |
| País Vasco | 2345 | 2004 |
| Península | 2152 | 2006 |

Fonte: Elaboración propia a partir de datos da CNMC (2014)

Na observación desta táboa vemos como as rexións con instalacións medias máis antigas son Aragón, Galicia, La Rioja e Navarra. Nestas o ano medio de instalación é 2003, salvo en Navarra que é 2001, debido a que a aposta inicial polo sector perdeu forza en anos posteriores. Estas tamén se caracterizan por presentar un funcionamento alto, ao ser das comunidades cun maior número de horas equivalentes. Isto pode parecer sorprendente xa que, a primeira impresión que podemos ter é que as instalacións máis novas, ao gozaren dun estado da tecnoloxía máis avanzado deberían funcionar un maior número de horas ao longo do ano e, en cambio, sucede o contrario. O factor principal deste comportamento é a calidade do recurso vento das distintas zonas. Estas zonas, como é lóxico, foron aproveitadas antes polo sector, de aí que o estado da tecnoloxía neste campo, pese a estar máis avanzado actualmente, non xogue un papel máis importante. Ademais, o salto tecnolóxico clave aquí foi dado nos primeiros anos do novo milenio, o cal é outra razón para que non afecte. Outros factores importantes para este temperán desenvolvemento foron a lexislación administrativa e as políticas medioambientais (Iglesias *et al*, 2011).

Por outro lado, como CCAA a medio camiño entre as que presentan unha instalación media con ano de instalación máis recente e as xa vistas con maior lonxevidade atópanse o País Vasco e Castela a Mancha, que contan cunhas instalacións medias datadas de 2004 e 2005 respectivamente. Nestas, o funcionamento anual é dispar, tendo o País Vasco un alto valor de horas equivalentes e Castela a Mancha un número máis discreto, por debaixo do da instalación media estatal. Pese a iso, esta última rexión é unha das que máis potencia instalada ten.

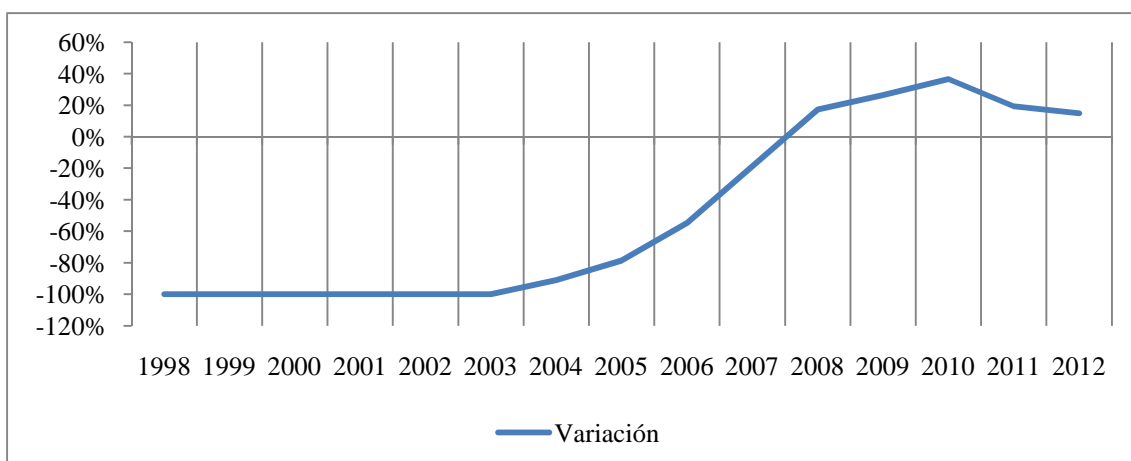
Nun último grupo encádranse aquelas rexións que presentan un ano de instalación máis recente e un número máis reducido de horas equivalentes de funcionamento. Así, atopámonos con Asturias e Castela e León que posúen unha instalación media con data de autorización definitiva de 2007. Mentres, Andalucía, a Comunidade Valenciana e Murcia encádranse no 2008 e Cataluña e Cantabria no 2009. Neste último caso, xa se puxo de manifesto que debido ao recente da instalación e á escasa potencia instalada os datos obtidos do estudo son moi diferentes dos das outras CCAA analizadas. Así, o número de horas equivalentes anuais do parque medio cántabro é de 1.505, moi por debaixo do común peninsular.

Así pois, da táboa analizada dedúcese que os parques máis antigos son os que proporcionan un maior número de horas equivalentes, o que inflúe directamente na rendibilidade que presentan. Isto débese a que a maior número de horas equivalentes de funcionamento, maior enerxía xerada e, polo tanto, maiores ingresos por medio do mercado. Non funciona do mesmo xeito cos ingresos por vía da retribución específica estatal do Real Decreto 413/2014, xa que para esta só conta a potencia instalada do parque. Como contrapunto a isto están as CCAA con parques novos máis recentes. Nestas as horas equivalentes anuais son inferiores, influíndo isto negativamente na rendibilidade en comparativa coas anteriores.

Finalmente, débese falar aquí tamén da instalación media da España peninsular. Esta atópase a medio camiño entre as dúas grandes tendencias descritas. Así, presenta como ano de instalación 2006 mentres que o seu número de horas equivalentes de funcionamento é de 2.152. Todas as CCAA encadradas dentro das de parques antigos se sitúan por enriba deste número. Pola contra, ningunha das etiquetadas como de recente instalación o superan.

Partindo destes datos estatais, pódese precisar a variación porcentual da retribución específica que tivo este cambio en relación coa anterior lexislación. A mesma móstrase na Figura 12:

Figura 12: Variación en función do ano de instalación da nova retribución respecto á anterior para a media estatal



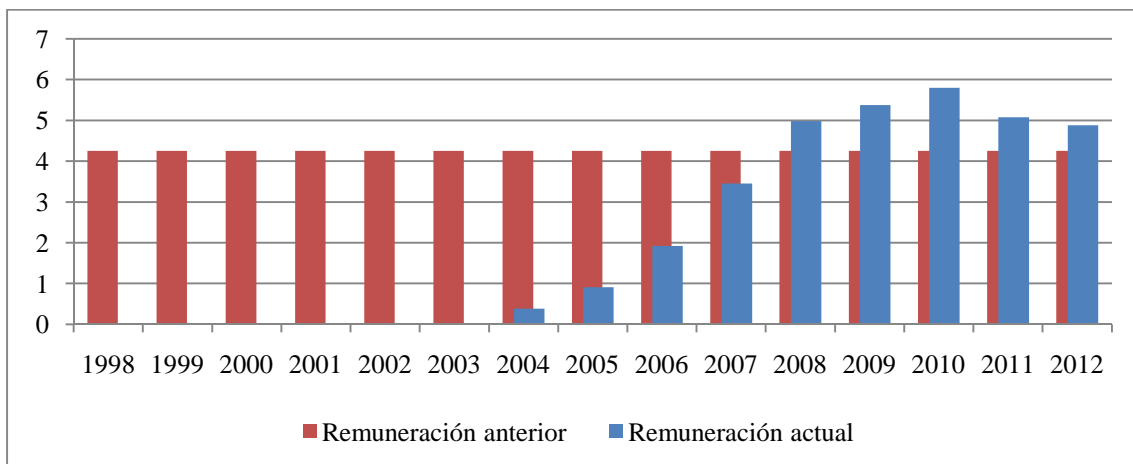
Fonte: Elaboración propia a partir de datos da CNMC (2014)

Deste xeito, obsérvase a existencia de anos de autorización definitiva que coa nova lexislación quedan sen remuneración –de 2003 para atrás-. Mentres, desta data en adiante ano a ano as instalacións ven máis mitigada a súa caída ata chegar ao 2008, onde se atopan xa cunha retribución maior á que viñan recibindo. Esta crece ata 2010, onde comeza a baixar, pero situándose sempre por encima da anterior remuneración.

A evolución desta gráfica, consoante co comentado no citado apartado 5.2, tamén deixa ver un comportamento do lexislador un tanto incomprensible. Isto débese a que a gráfica, en lugar de morrer en cero, segue a aumentar unha vez chegados aos niveis retributivos anteriores. Así pois, partindo de que a explicación principal desta reforma por parte do goberno era a de combater o déficit tarifario, este comportamento non tería demasiado sentido. O lóxico sería que se deixase sen retribución específica as instalacións que considerasen xa amortizadas, retribuísen menos ás que aínda non foran amortizadas pero estivesen en camiño e recortasen ou seguiran retribuindo igual ás novas instalacións. A explicación disto hai que busca no alto valor para eses anos dada polo goberno para o valor inicial do investimento (VIa), como se precisou xa no apartado 5.3.

O comportamento descrito dos efectos da nova normativa, pódese apreciar mellor coa seguinte gráfica na que se ensina para a instalación de produtividade media peninsular como sería a retribución bruta en cent€/kWh en función do ano de instalación:

Figura 13: Remuneración bruta instalación media peninsular por ano de instalación en cent€/kWh



Fonte: Elaboración propia a partir de datos da CNMC (2014)

Por outra banda, de querer saber como se variou a retribución por unidade de potencia nas instalación media de cada CA so teríamos que cruzar a táboa 3 coa 7. O resultado desta operación é o que se amosa na táboa 8:

Táboa 8: Variación da retribución específica por CCAA

| CCAA | Variación da retribución |
|-----------------------|--------------------------|
| Andalucía | 6,67% |
| Aragón | -79,21% |
| Asturias | -16,82% |
| Cantabria | 52,78% |
| Castela a Mancha | -51,94% |
| Castela León | -18,11% |
| Cataluña | 5,36% |
| Comunidade Valenciana | 3,06% |
| Galicia | -75,07% |
| La Rioja | -92,42% |
| Murcia | 2,11% |
| Navarra | -93,45% |
| País Vasco | -87,98% |
| Media Peninsular | -40,55% |

Fonte: Elaboración propia a partir de datos da CNMC (2014)

Ao cruzarmos estes datos contrastamos o que xa expuxeramos. Así é que se observa como as CCAA cos parques máis antigos e con máis horas equivalentes de funcionamento son as que menos retribución por unidade de enerxía obteñen. Nalgúns casos, coma o de Navarra, esta quedou moi restrinxida, sendo o descenso superior ao 90%. Tanto é así que, en comparación coa que máis recibe por unidade de enerxía – Cantabria-, a instalación media navarra recibe máis de vinte veces menos. Este grupo de CCAA sitúase por debaixo do céntimo por kWh, descontando o caso galego, que o supera por pouco.

Mentres, as CCAA cos parques máis novos e con menos horas de funcionamento son as máis favorecidas ao levaren unha maior remuneración. Caso especial o antes citado de Cantabria que, debido ás súas peculiaridades xa comentadas, incrementou a

súa remuneración en máis dun 50%, o cal é bastante por enriba da segunda CA mellor retribuída –Andalucía-. Salvo o caso cántabro, estas rexións tenden a situarse nunha situación de crecemento suave, entre o 2 e 6,5%, a excepción de Asturias e Castela e León, que ao ter as instalacións medias máis antigas deste grupo ven como a súa remuneración cae entorno a un 17 e 18% respectivamente.

Finalmente, tanto as rexións que considerabamos antes intermedias como o común estatal reflicten baixadas significativas, aínda que sen chegar ao nivel das CCAA cos parques máis antigos e produtivos, pese a que no caso do País Vasco se achega, ao caer un 88%. Os datos destas, a excepción do caso vasco comentado, sitúanse en caídas que van desde o 40,5% -que é o suposto da instalación media estatal- ao 52%. Así pois, todos os resultados aquí obtidos teñen a súa correspondencia coas táboas xa comentadas.

Con estes datos xa se pode afirmar con propiedade que estamos ante un claro recorte da remuneración global. A media peninsular, baixou un 40,5% e a única comunidade que se veu altamente favorecida, Cantabria, presenta unha escasísima potencia instalada, polo que non resulta relevante no contexto estatal. Como resumo, tendo en conta que a prima total que o goberno lle deu á eólica en 2012 baixo o amparo da anterior lexislación foi entorno aos 2.053 millóns de euros, o aforro que o goberno conseguirá lograr con esta nova forma de retribuír será entorno aos 832,5 millóns de euros.

Por outra banda, desde moitas das CCAA coas instalacións máis prexudicadas emitíronse queixas poñendo de manifesto precisamente que estaban a ser penalizadas a pesar de ser as instalacións máis eficientes e as que no seu día asumiran o risco de apostar por unha tecnoloxía que, naquel momento, aínda non estaba madura. En cambio, argumentaban, as instalacións que tiñan unha menor eficiencia e se subiran ao despegue da eólica unha vez visto xa que o sector era rendible son as que saen máis beneficiadas da reforma¹⁰. Á súa vez, tamén o tema dos anos ten a súa explicación lóxica no que se advertiu anteriormente de que as instalacións máis antigas se consideraban desde o goberno como xa amortizadas, por iso a remuneración maior é para as máis novas, que, ademais, teñen un maior risco

¹⁰ No tema da eficiencia, pese a que se ven máis favorecidas desde o Estado as instalacións pouco eficientes, estas son penalizadas polo mercado ao producir menos enerxía e, por tanto, poder vender menos.

polo tempo de operación que lle resta. Pese a isto, si é certo que tal e como está pensada a nova retribución se favorece un pouco máis a ineficiencia, xa que a remuneración estatal só ten en conta un mínimo de horas equivalentes de funcionamento que pode ser cumprido por calquera instalación salvo avarías ou algún imprevisto semellante.

5.5 Implicacións sobre o financiamento empresarial

A maioría dos parques eólicos ata o de agora viñan financiando o seu gran investimento inicial mediante o mecanismo dos *Project Finance*. Este método baséase nos fluxos de caixa futuros que vai obter o parque e, tomando como referencia os mesmos, afróntase a amortización da débeda financeira adquirida tendo que obter tamén certa rendibilidade para os accionistas e/ou inversores (Colmenar – Santos *et al*, 2015). As instalacións eólicas víñanse financiando con arredor dun 70 ou 80% de débeda fronte a un 30 ou 20% de fondos propios. Ante isto cabe preguntarse en que contexto financeiro coloca a reforma legislativa á enerxía eólica.

A primeira apreciación que podemos realizar é que esta lle afectou principalmente aos ingresos. Isto, loxicamente, é a parte máis importante da reforma. Non obstante, tamén afectou aos custes. Nestes, ademais dos custes financeiros, no que influíu a reforma legislativa foi nos impostos xa que a Lei 17/2012 estableceu un tipo de gravame do 7% sobre a xeración de electricidade.

Así pois, por un lado, está a cuestión do recorte da retribución específica mentres que, polo outro, existe un aumento de gastos. A isto hai que lle sumar a inseguridade xurídica creada polos efectos retroactivos da reforma así como a posibilidade de revisión da retribución nos períodos de 6 anos e semiperíodos de 3, unido ao feito de que as estimacións para esas reformas periódicas da retribución están sendo á baixa. Todo isto, xunto coa crise económica actual, provoca que sexa complicado que ningunha entidade financeira se interese nun proxecto eólico e o seu financiamento e que, o pouco que outorgue, sexa cuns custes financeiros elevados. Isto trouxo como consecuencias que, xa no 2013 e 2014, a potencia eólica instalada *ex-novo* fose moi pouco significativa (AEE, 2014 e Economía Digital 2015).

Por outra banda, as instalacións xa existentes en moitos casos tiveron que tratar de lograr acordos de refinanciamento coas entidades bancarias, pois coa nova reforma os seus fluxos de caixa víronse reducidos e non daban afrontado as obrigas derivadas do *Project Finance* no seu día acordadas. Outra opción sería realizar achegas a fondo propios, e os produtores con maiores problemas de liquidez e os máis pesimistas respecto ás futuras actualizacións da retribución teñen a opción de vender os seus parques. Respecto a isto, débese dicir que as entidades financeiras están pedindo ás empresas xeradoras ratios de cobertura -o resultado de dividir o fluxo de caixa libre entre o fluxo de caixa para a débeda- entre o 1,2 e o 1,4.

Como exercicio ilustrativo, na táboa 9 observarase en que ratios de cobertura se atoparía en relación co anterior réxime retributivo, un parque cunha potencia instalada de 20 MW. O parque contaría cunhas horas anuais equivalentes de funcionamento de 2.100 e un financiamento alleo do 80% fronte a un 20% de fondos propios. Este financiamento é cun horizonte de doce anos, mentres que a amortización do investimento inicial se fará en oito de xeito lineal. O valor do investimento inicial foi tomado da Orde 1045/2014; os custos que engloba o mesmo e o resto de custos de operación aparecen descritos no anexo III (Blanco, 2009). Así, con estes supostos e cos ingresos que establece a nova normativa conxuntamente cos do mercado, calculáronse os fluxos de caixa libres e para a débeda, e a partir destes extraeuse o ratio de cobertura da débeda aquí mostrado.

Táboa 9: Ratio de cobertura en función do tipo de interese e o ano de instalación

| Ano de instalación | Tipo de interese 5% | | Tipo de interese 6% | | Tipo de interese 7% | | Tipo de interese 8% | | Tipo de interese 9% | |
|--------------------|---------------------|------|---------------------|------|---------------------|------|---------------------|------|---------------------|------|
| | Antigo | Novo | Antigo | Novo | Antigo | Novo | Antigo | Novo | Antigo | Novo |
| 2006 | 2,03 | 1,39 | 1,97 | 1,35 | 1,92 | 1,31 | 1,87 | 1,28 | 1,72 | 1,25 |
| 2007 | 1,95 | 1,56 | 1,88 | 1,51 | 1,83 | 1,47 | 1,77 | 1,42 | 1,63 | 1,38 |
| 2008 | 1,87 | 1,60 | 1,80 | 1,53 | 1,74 | 1,48 | 1,68 | 1,42 | 1,54 | 1,37 |
| 2009 | 1,79 | 1,50 | 1,72 | 1,44 | 1,66 | 1,38 | 1,60 | 1,32 | 1,46 | 1,27 |
| 2010 | 1,72 | 1,41 | 1,65 | 1,34 | 1,58 | 1,28 | 1,52 | 1,23 | 1,39 | 1,18 |
| 2011 | 1,66 | 1,28 | 1,58 | 1,22 | 1,51 | 1,16 | 1,45 | 1,11 | 1,32 | 1,06 |
| 2012 | 1,60 | 1,21 | 1,52 | 1,15 | 1,44 | 1,09 | 1,38 | 1,04 | 1,28 | 0,99 |

Fonte: Elaboración propia

Así, móstranse aquí os distintos ratios de cobertura en función de diferentes tipos de interese e do ano de instalación efectiva do parque. Deste xeito, só se observan problemas financeiros nas instalacións máis recentes, aínda que isto se debe a que para as mesmas se tomaron valores do investimento inicial máis elevados, xa que son os que tomou o goberno, que en moitos casos non coinciden cos reais. Deste xeito, pódese afirmar que aínda que os problemas financeiros das empresas produtoras agora non sexan, en termos medios, moi preocupantes, nun medio prazo, tras a revisión da remuneración que se espera que sexa á baixa, estes pódense converter nun serio contratempo para o sector.

Conclusiones

As enerxías renovables foron apoiadas economicamente nos últimos anos para o seu desenvolvemento. O mecanismo empregado polos diferentes gobernos foi unha retribución específica por enerxía producida, estimulando simultaneamente a participación destas tecnoloxías no mercado eléctrico. Este apoio específico repercutíuselle aos consumidores de electricidade na súa factura como un dos custos regulados do sistema eléctrico. No caso da enerxía eólica a política de promoción resultou particularmente efectiva, conducindo a esta tecnoloxía a ser referencia do sistema eléctrico español.

En paralelo a este desenvolvemento das renovables xurdiu o chamado déficit tarifario. Un problema estrutural de primeira magnitude no sistema eléctrico que actuou de detonante dunha importante reforma lexislativa do sector. Un dos piares dos cambios normativos é o réxime retributivo das enerxías renovables. De xeito que se establece un novo marco que ten como consecuencia xeral un recorte significativo do apoio económico a estas tecnoloxías.

No caso da enerxía eólica dáse un cambio de filosofía relevante, ao pasar de retribuír aos propietarios dos parques eólicos pola enerxía xerada a retribuílos en función dun concepto de rendibilidade razoable por unidade de potencia instalada. Isto supón que o apoio regulado desvincúlase da produtividade e establécese en base a uns parámetros de investimento e xestión eficiente definidos polo regulador.

Concretamente, o ano de instalación dun parque eólico pasa a ser a variable que determina o complemento ó investimento a que teñen dereito.

O novo réxime retributivo da lugar en relación co anterior a unha serie de consecuencias. Entre as principais que se poden destacar:

-Dende a perspectiva do regulador conséguese diminuír a retribución específica da enerxía eólica o redor dun 40,5% respecto ó ano 2012. Si se considera o montante total isto supón un aforro nos custes do sistema de 830 millóns de euros. Ademais disto, conséguese que a enerxía eólica siga participando no mercado facilitando un menor prezo de casación

-Si se considera o ano de posta en marcha e a produtividade dos parques eólicos e se fai unha comparación da remuneración por kWh os efectos son desiguais. O feito máis destacable, e algo estrano tendo en conta a filosofía do regulador, é que hai instalacións que reciben máis remuneración que antes. Así as máis recentes resultan favorecidas pola nova regulación o que podería cuestionarse si se analiza a toma de risco dos primeiros promotores de parques. En termos de produtividade saen mellor parados os parques menos produtivos con retribucións superiores ás que viñan recibindo. Este feito tampouco parece moi lóxico dado que se priman instalacións ineficientes. En todo caso, cabe matizar estas conclusións tendo en conta que un parque moi produtivo sempre vai contar coa remuneración do mercado, independentemente da retribución específica, e tamén que as instalacións recentes contan cunha maior incerteza regulatoria pola vida útil que aínda lles resta.

-A retribución específica á eólica é bastante sensible aos parámetros Ingfi, Cexpfi que compoñen as fórmulas de retribución e á rendibilidade razoable tj. Isto é así especialmente no caso dos ingresos estimados (Ingfi). A súa vez, a sensibilidade aos elementos da fórmula establecidos polo goberno é maior canto máis antigas son as instalacións –partindo sempre de que as instalacións anteriores a 2004 deixaron de ser retribuídas por este concepto-.

-A incidencia do ano de instalación e da produtividade na remuneración facilita a realización dunha análise de efectos territoriais. Seguindo a lóxica anterior, as CCAA con parques máis antigos e de maior produtividade ven como o apoio económico a

esta enerxía se reduce. En certas CCAA, como por exemplo Galicia, esta situación compromete os investimentos, e outros compromisos adquiridos polos promotores de parques no momento da adxudicación e autorización das instalacións.

-A baixada de ingresos pode provocar que algunhas empresas do sector teñan que refinciar a súa débeda e chegar a acordos coas entidades de crédito ante a imposibilidade de facer fronte aos pagos pactados. As alternativas de non acadar eses acordos pasan por aportar capital propio ou pola venda das instalacións.

-Outro efecto relevante da reforma sobre as empresas é que existe gran dificultade para financiar novos proxectos. A razón fundamental é a falta de estabilidade de ingresos futuros e o risco regulatorio latente de que se produzan novas reformas con carácter retroactivo.

Como reflexións finais do traballo, destacar que o recorte retributivo ás renovables afectou a todas as tecnoloxías deste sector culpándoas en parte do déficit tarifario. Unha análise interesante sería ver o impacto real de cada unha delas na formación do déficit, por exemplo considerar o rápido desenvolvemento da tecnoloxía fotovoltaica nos últimos anos, e ter tamén en conta outros beneficios asociados para facer un balance equilibrado. De cara a futuro é complexo predicir que vai suceder co desenvolvemento destas tecnoloxías. A día de hoxe a inseguridade xurídica semella que vai frear a meirande parte de proxectos. A sensación é que o goberno só lle interesou o recorte económico a curto prazo. Un argumento que pode xustificar esta actuación é que España é un dos países da UE que está máis preto de acadar os obxectivos de desenvolvemento de renovables, aparte de ter un exceso de potencia instalada para atender a demanda de electricidade do seu sistema.

Bibliografía

Azofra, D., Jiménez, E., Martínez, E., Blanco, J., & Saenz-Díez, J. C. (2014). Wind power merit-order and feed-in-tariffs effect: A variability analysis of the Spanish electricity market. *Energy Conversion and Management*, 83, 19-27.

Blanco, M. I. (2009). The economics of wind energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13, 1372-1382.

Ciarreta, A., Lagullón, M., & Zarraga, A. (2011). Modelación de los precios en el mercado eléctrico español. *Cuadernos De Economía*, 30(54), 227-250.

Colmenar-Santos, A., Campiñez-Romero, S., Pérez-Molina, C., & Mur-Pérez, F. (2015). Repowering: An actual possibility for wind energy in Spain in a new scenario without feed-in-tariffs. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41, 319-337.

del Río González, P. (2008). Ten years of renewable electricity policies in Spain: An analysis of successive feed-in tariff reforms. *Energy Policy*, 36(8), 2907-2919.

- Espinosa Alejos, M. P. (2013). El déficit tarifario de la electricidad a examen. *Cuadernos De Información Económica*, (233), 49-58.
- Espinosa Alejos, M. P., Pizarro - Irizar, M. C. (2012). Políticas para la reducción del déficit tarifario. *Papeles De Economía Española*, (134), 117-126.
- Fabra Portela, N., & Fabra Utray, J. (2012). El déficit tarifario en el sector eléctrico español. *Papeles De Economía Española*, (134), 88-100.
- Fabra Utray, J.(2014). El déficit tarifario, síntoma de una mala regulación. *Temas Para El Debate*, (236), 38-42.
- Folgado Blanco, J. (2011). Una reflexión sobre el sistema eléctrico español. *Estudios De Economía Aplicada*, 29(2), 2-15.
- Gracia, A., Barreiro-Hurlé, J., & Pérez y Pérez, L. (2012). Can renewable energy be financed with higher electricity prices? Evidence from a Spanish region. *Energy Policy*, 50, 784-794.
- Iglesias, G., del Río, P., Dopico, J.A. (2011). Policy analysis of authorisation procedures for wind energy deployment in Spain. *Energy Policy*, 39, 4067-4076.
- Jiménez, J. C. (2008). El déficit tarifario y el laberinto eléctrico. *Economistas*, (116), 93-100.
- Lacal, R. (2014). 2013 JRC wind status report. *JRC Scientific and Policy Reports*. European Commission.
- Montes, E. (2012). El déficit tarifario. *Economistas*, 30(131), 235-239.

Sáenz de Miera, G., del Río González, P., & Vizcaíno, I. (2008). Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: The case of wind electricity in Spain. *Energy Policy*, 36(9), 3345-3359.

Sallé Alonso, C. (2012). El déficit de tarifa y la importancia de la ortodoxia en la regulación del sector eléctrico. *Papeles De Economía Española*, (134), 101-116.

Schallenberg-Rodríguez, J., & Haas, R. (2012). Fixed feed-in tariff versus premium: A review of the current Spanish system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(1), 293-305.

Sevilla Jiménez, M., Golf Laville, E., & Driha, O. M. (2013). Las energías renovables en España. *Estudios De Economía Aplicada*, 31(1), 2-24.

Textos electrónicos, bases de datos, legislación e fontes web

AEE (2014). El sector eólico instaló menos de 0.1 megavatios en España el primer semestre como consecuencia del castigo regulatorio. Recuperado el 12 de xaneiro de 2015 en <<http://aeolica.org>>.

CNMC (2014). Informes régimen especial y liquidaciones del mercado de energía eléctrica. Recuperado el 22 de decembro de 2014 en <<http://www.cnmc.es/es-es/energ%C3%ADa/energ%C3%ADael%C3%A9ctrica/r%C3%A9gimenespecialyliquidaciones.aspx?p=p4&ti=Ventas>>.

Comisión Europea (2006). *Libro verde de la Comisión, de 8 de marzo de 2006, «Estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura»*.

Economía digital (2015). El negocio del viento cierra su segundo ejercicio en blanco en los últimos cuatro años, que coincide con un parón global en todo el Estado. Recuperado o 12 de xaneiro de 2015 en <<http://www.economiadigital.es/gles/notices/2015/01/galicia-cerro-2014-sin-instalar-un-solo-megavatio-eolico-56811.php>>.

Energía y sociedad (2014) Manual de la energía. Recuperado o 22 de decembro de 2014 en <<http://www.energiaysociedad.es/ficha/el-mercado-mayorista>>.

Eurostat. Recuperado o 22 de decembro de 2014 en <<http://ec.europa.eu/eurostat>>.

Ministerio de industria, enerxía e turismo (2014). La energía en España 2013. Recuperado o 22 de decembro de 2014 en <http://www.minetur.gob.es/energia/balances/Balances/LibrosEnergia/Energia_en_espana_2013.pdf>.

OMIE. Recuperado o 22 de decembro de 2014 en <<http://www.omie.es>>.

REE. Recuperado o 22 de decembro de 2014 en <<http://www.ree.es>>.

Anexo I: Codificación das enerxías con remuneración específica

Táboa 10: Codificación das enerxías con remuneración específica

| Categoría | Grupo | Subgrupo |
|---|---|---|
| a) Coxeración ou outras formas de produción de electricidade a partir de enerxías residuais | a.1) Instalacións que inclúan una central de coxeración | a.1.1) Coxeracións que utilicen como combustible o gas natural, sempre que este supoña polo menos o 95% da enerxía primaria utilizada, ou o 65% cando o resto proveña de biomasa o biogás |
| | | a.1.2) Coxeracións que utilicen como combustible principal derivados do petróleo ou carbón sempre que suponga polo menos o 95% da enerxía primaria utilizada |
| | | a.1.3) Resto de coxeracións que utilicen gas natural ou derivados do petróleo ou carbón, e non cumbran cos límites de consumo |

| | | |
|---|---|---|
| | | establecidos para os subgrupos a.1.1 ou a.1.2 |
| | a.2) Instalacións que inclúan unha central que utilice enerxías residuais procedentes de calquera instalación, máquina ou proceso industrial que non teña coma finalidade a produción de enerxía eléctrica | |
| b) Instalacións que utilicen como enerxía primaria algunha das enerxías renovables non fósiles | b.1) Instalacións que utilicen como enerxía primaria a enerxía solar | b.1.1) Instalacións que unicamente utilicen a radiación solar como enerxía primaria mediante a tecnoloxía fotovoltaica |
| | | b.1.2) Instalacións que unicamente utilicen procesos térmicos para a transformación da enerxía solar, como enerxía primaria, en electricidade |
| | b.2) Instalacións que unicamente utilicen como enerxía primaria a enerxía eólica | b.2.1) Instalacións eólicas terrestres |
| | | b.2.2) Instalacións eólicas en espazos mariños, que inclúen tanto as augas interiores como o mar territorial |
| | b.3) Instalacións que unicamente utilicen como enerxía primaria a xeotérmica, hidrotérmica, aerotérmica, a das ondas, a das mareas, a das rochas quentes e secas, a oceanotérmica e a enerxía das correntes mariñas | |
| | b.4) Centrais hidroeléctricas que non teñan unha potencia instalada superior a 10 MW | b.4.1) Centrais hidroeléctricas nas que as súas instalacións hidráulicas (presa, toma, canal e outras) fosen construídas exclusivamente para uso hidroeléctrico |
| b.4.1) Centrais hidroeléctricas que fosen construídas en infraestruturas existentes (presas, canais o conducións) | | |

| | | |
|---|--|--|
| | | ou dedicadas a outros usos distintos ao hidroeléctrico |
| b.5) Centrais hidroeléctricas cunha potencia instalada superior a 10 MW | | b.5.1) Centrais hidroeléctricas nas que as súas instalacións hidráulicas (presa, toma, canal e outras) fosen construídas exclusivamente para uso hidroeléctrico |
| | | b.5.1) Centrais hidroeléctricas que fosen construídas en infraestruturas existentes (presas, canais o conducións) ou dedicadas a outros usos distintos ao hidroeléctrico |
| | b.6) Centrais de xeración eléctrica ou de coxeración que utilicen como combustible principal biomasa procedente de cultivos enerxéticos, de actividades agrícolas, gandeiras ou de xardinerías, de aproveitamentos forestais e outras operacións silvícolas nas masas forestais e espazos verdes | |
| b.7) Centrais de xeración eléctrica ou de coxeración que utilicen como combustible principal biolíquido producido a partir da biomasa | | b.7.1) Instalacións que empreguen como combustible principal o biogás de vertedoiros controlados |
| | | b.7.2) Instalacións que empreguen como combustible principal biolíquidos ou o biogás xerado en dixestores procedente de cultivos enerxéticos o de restos agrícolas, de dexeccións gandeiras, de residuos biodegradables de instalacións industriais, de residuos domiciliarios ou similares, de lodos de depuración de augas |

| | | |
|--|---|---|
| | | residuais ou doutros para os que sexa de aplicación o proceso de dixestión anaerobia. |
| | b.8) Centrais de xeración eléctrica ou de coxeración que utilicen como combustible principal biomasa procedente de instalacións industriais do sector agrícola ou forestal | |
| c) Instalacións que utilicen como enerxía primaria residuos con valorización enerxética non contemplados na categoría b), instalacións que utilicen combustibles dos grupos b.6, b.7 e b.8 cando non cumpran cos límites de consumo establecidos para os citados subgrupos e instalacións que utilicen licores negros. | c.1) Centrais que utilicen como combustible principal residuos domésticos e similares | |
| | c.2) Centrais que utilicen como combustible principal outros residuos non contemplados no grupo c.1, combustibles dos grupos b.6, b.7 e b.8 cando non cumpran cos límites de consumo establecidos para os citados grupos, licores negros e as centrais que á entrada en vigor do Real Decreto 413/2014 estiveran inscritas en la categoría c) grupo c.3 prevista no artigo 2.1 do Real Decreto 661/2007 | |
| | c.3) Centrais que á entrada en vigor do Real Decreto 413/2014 estiveran acollidas á categoría c) grupo c.4 prevista no artigo 2.1 do Real Decreto 661/2007, utilizando como combustible produtos de explotacións mineiras de calidades non comerciais para a xeración eléctrica polo seu elevado contido en xofre ou cinzas, representando os residuos máis do 25% da enerxía primaria utilizada. | |

Fonte: Elaboración propia a partir do Real Decreto 413/2014

Anexo II: Variacións de $C_{j,a}$ e $VNA_{j,a}$

Como se describiu no apartado quinto deste traballo, tanto a fórmula para obter $C_{j,a}$ e $VNA_{j,a}$ sofren certas modificacións en determinados supostos. Estes son como sigue.

Para a revisión dos parámetros retributivos de aplicación no semiperíodo regulatorio j , das instalacións tipo con autorización de explotación definitiva anterior ao inicio do semiperíodo regulatorio anterior $j-1$, para o cálculo destes parámetros ($C_{j,a}$ e $VNA_{j,a}$) aplicarase a seguinte metodoloxía de cálculo:

$$VNA_{j,a} = \left(VI_a (1 + t_{j-1})^{p-a} - \sum_{i=a}^{p-1} (Ing_{i,j-1} - Cexp_{i,j-1} - Vajdm_{i,j-1}) (1 + t_{j-1})^{p-i-1} \right) \quad (5)$$

E:

$$C_{j,a} = \frac{VNA_{j,a} - \sum_{i=p}^{a+VN-1} \frac{Ing_{i,j-1} - Cexp_{i,j-1}}{(1 + t_j)^{i-p+1}}}{VNA_{j,a}} \quad (6)$$

Onde:

$VNA_{j,a}$; Vla ; a ; $C_{j,a}$; t_j ; Ing_{fi} ; e $Cexp_{fi}$ xa foron definidos no apartado quinto e funcionan do mesmo xeito.

Mentres que:

p : Primeiro ano do semiperíodo regulatorio “ j ”.

t_{j-1} : Taxa de actualización coa que se calcularon os parámetros retributivos no semiperíodo regulatorio anterior “ $j-1$ ”.

$Ing_{fi,j-1}$: Estimación dos ingresos de explotación futuros da instalación tipo que se considerou no cálculo dos parámetros retributivos do semiperíodo “ $j-1$ ” para o ano “ i ”, por unidade de potencia, expresado en €/MW.

$Cexp_{i,j-1}$: Estimación do custe futuro de explotación da instalación tipo que se considerou no cálculo dos parámetros retributivos do semiperíodo “ $j-1$ ” para o ano “ i ”, por unidade de potencia, expresado en €/MW.

$Vaj_{dm,i,j-1}$: Valor de axuste por desviacións no prezo do mercado no ano “ i ” do semiperíodo regulatorio “ $j-1$ ” expresado en €/MW. Máis adiante volverase ao cálculo desta variable.

A súa vez, para a revisión dos parámetros retributivos de aplicación no semiperíodo regulatorio j , das instalacións tipo con autorización de explotación definitiva anterior ao inicio do semiperíodo regulatorio anterior $j-1$, aplicarase outra metodoloxía distinta para o cálculo do valor neto do activo, mentres que neste caso a do coeficiente de axuste seguirá sendo igual á da ecuación (7). A nova metodoloxía funciona como sigue:

$$VNA_{j,a} = \left(VNA_{j-1,a} (1 + t_{j-1})^{sm} - \sum_{i=p=sm}^{p-1} (Ing_{i,j-1} - Cexp_{i,j-1} - Vaj_{dm,i,j-1}) (1 + t_{j-1})^{p-i-1} \right) \quad (7)$$

Onde os novos parámetros son:

VNA_{j,a}: Valor neto do activo por unidade de potencia, ao inicio do semiperíodo regulatorio “j-1”, para a instalación tipo con autorización de explotación definitiva no ano “a”, expresado en €/MW.

sm: Número de anos do semiperíodo retributivo que, segundo o disposto no artigo 15 do Real Decreto seguido, toma o valor 3.

Por outra banda, as instalacións con unha potencia instalada superior a 50 MW que tivesen recoñecida unha retribución primada á entrada en vigor do Real Decreto – Lei 2/2013 –así como certas solares fotovoltaicas- aplicarán, de novo un valor neto do activo e un coeficiente de axuste distintos. Estes aparecen descritos no anexo XIII do Real Decreto 413/2014 e funcionan do seguinte xeito:

-Para o establecemento por primeira vez dos parámetros retributivos das instalacións tipo con autorización de explotación definitiva en 2013 ou antes, o valor neto do activo ao inicio do primeiro semiperíodo regulatorio e o coeficiente de axuste se calcularanse do seguinte xeito:

$$VNA_{j,a} = \left(VI_a(1+t)^{p-a-1} - \sum_{i=a+1}^{p-1} (Ing_i - Cexp_i)(1+t)^{p-i-1} \right) \quad (8)$$

E:

$$C_{j,a} = \frac{VNA_{j,a} - \sum_{i=p}^{a+VU} \frac{Ing_i - Cexp_i}{(1+t_j)^{i-p+1}}}{VNA_{j,a}} \quad (9)$$

Onde o único parámetro novo será t que se trata da rendibilidade razoable, pero neste caso calculada segundo as regras da disposición adicional segunda do Real Decreto 413/2014. Esta indícanos que se calculará, antes de impostos, sobre o rendimento medio no mercado secundario os dez anos anteriores á entrada en vigor do Real Decreto - Lei 9/2013, das Obrigas do Estado a dez anos incrementado isto en 300

puntos básicos. Así, é dun xeito semellante ao visto no resto das fórmulas pero cun marco temporal de referencia diferente. As actualizacións deste valor funcionarán da mesma maneira ca xa descrita.

-Para a revisión dos parámetros retributivos de aplicación no semiperíodo regulatorio j , das instalacións tipo con autorización de explotación definitiva no ano 2014 ou posterior cando esta autorización se produza no semiperíodo regulatorio anterior $j-1$, para estas instalacións superiores a 50MW citadas, o coeficiente de axuste acharase do mesmo xeito que na ecuación (10) mentres que o valor neto do activo calcularase como sigue:

$$VNA_{j,a} = \left(VI_a(1 + t_{j-1})^{p-a-1} - \sum_{i=a+1}^{p-1} (Ing_{i,j-1} - Cexp_{i,j-1} - Vajdm_{i,j-1})(1 + t_{j-1})^{p-i-1} \right) \quad (10)$$

Onde todos os parámetros xa foron definidos.

-Finalmente, neste tipo concreto de instalacións da disposición adicional segunda, para a revisión dos parámetros retributivos de aplicación no semiperíodo regulatorio j , das instalacións tipo con autorización de explotación definitiva anterior ao inicio do semiperíodo regulatorio anterior $j-1$, o coeficiente de axuste calcularase de igual maneira que na ecuación (10) e o valor neto do activo responderá á seguinte fórmula:

$$VNA_{j,a} = \left(VNA_{j-1,a}(1 + t_{j-1})^{sm} - \sum_{i=p-sm}^{p-1} (Ing_{i,j-1} - Cexp_{i,j-1} - Vajdm_{i,j-1})(1 + t_{j-1})^{p-i-1} \right) \quad (11)$$

Onde, de novo, todos os parámetros están xa definidos.

Xa para rematar coa Rinv, debemos volver ao concepto que chamamos $Vajdm_{i,j-1}$ liñas atrás. Este era o valor de axuste por desviacións no prezo de mercado no ano "i"

do semiperíodo regulatorio “j-1” expresado en €/MW. Estas estimacións do prezo de mercado calcúlanse como a media aritmética das cotizacións dos contratos de futuros anuais correspondentes, negociados no mercado de futuros de electricidade organizado por OMIP durante os seis meses anteriores ao inicio do semiperíodo para o que se estima o prezo de mercado. Así, a lóxica do valor de axuste responde á existencia de dous límites superiores á estimación do prezo do mercado, que son LS1 e LS2 (LS1 sempre é menor a LS2), e dos límites inferiores, LI1 e LI2, onde LI1 sempre será maior ca LI2. Deste xeito, cando o prezo medio anual do mercado diario e intradiario estea fora destes límites producirase o Valor de axuste calculándose este do seguinte xeito:

Se se sobrepasa LS2:

$$Vajdm_{i,j} = Nh_{i,j} \cdot 0,5 \cdot (LS1_{i,j} - LS2_{i,j}) + Nh_{i,j} \cdot (LS2_{i,j} - Pm_{i,j}) \quad (12)$$

Se o prezo se sitúa entre LS1 e LS2:

$$Vajdm_{i,j} = Nh_{i,j} \cdot 0,5 \cdot (LS1_{i,j} - Pm_{i,j}) \quad (13)$$

Se o prezo se sitúa entre LI1 e LS1:

$$Vajdm_{i,j} = 0 \quad (14)$$

Se o prezo se sitúa entre LI1 e LI2:

$$Vajdm_{i,j} = Nh_{i,j} \cdot 0,5 \cdot (LI1_{i,j} - Pm_{i,j}) \quad (15)$$

Se o prezo é inferior a LI2:

$$Vajdm_{i,j} = Nh_{i,j} \cdot 0,5 \cdot (LI1_{i,j} - LI2_{i,j}) + Nh_{i,j} \cdot (LI2_{i,j} - Pm_{i,j}) \quad (16)$$

Onde:

Vajdm_{i,j}: Valor de axuste por desviacións no prezo do mercado diario e intradiario no ano “i” do semiperíodo regulatorio “j”, expresado en €/MW.

Nhi,j: Número de horas de funcionamento da instalación para o ano “i” do semiperíodo regulatorio “j”.

Pmi,j: Prezo medio anual do mercado diario e intradiario no ano “i” do semiperíodo regulatorio “j” expresado en €/MWh.

Anexo III: Custes dunha instalación eólica

Os custes dunha instalación eólica pódense descompoñer e valorar do seguinte modo:

Táboa 11: Custes dunha instalación eólica

| Custes | Valoración |
|---|---|
| Custes previos a construción | |
| Custes previos de avaliación do recurso | € 87.862 |
| Custes de Proxecto | € 540.911 |
| Custes de Execución | Tómanse os que da a orde 1045/2014 para VIa |
| Custe de camiño (m) | |
| Custe de zanja (m) | |
| Custes de plataforma montaxe | |
| Custes de cimentación | |
| Custes de subestación | |
| Custes de transporte | |
| Custes de grúa | |
| Prezo de la turbina | |
| Custes de conexión (MW) | |
| Protección Ambiental | |
| Custes de Operación | |
| Aluguer do terreo | 45.000 |
| Custes de Operación e mantemento | 251.984 |
| Seguro por torre | 9.000 |
| Custes desmantelamento ¹¹ | 700.000 |

Fonte: Elaboración propia a partir de Blanco (2009)

¹¹ Estes daranse ao final da vida útil da instalación