
Análisis de la Industria de cogeneración en España

Preparado para:



Preparado por:

MERCADOS - Energy Markets Internacional

MI 1177

ANÁLISIS DE LA INDUSTRIA DE COGENERACIÓN EN ESPAÑA

Tabla de contenidos

1	INTRODUCCIÓN	1
2	LA COGENERACIÓN	1
3	EVOLUCIÓN DEL MARCO DE APOYO	4
4	BENEFICIO SECTORIAL DE LA POLÍTICA	5
5	ESPECIFICIDADES DEL MARCO DE APOYO A LA COGENERACIÓN	6
6	EVOLUCIÓN DE LA COGENERACIÓN EN ESPAÑA	9
7	BARRERAS AL DESARROLLO DE PROYECTOS	11
7.1	BARRERAS RETRIBUTIVAS	13
7.2	BARRERAS DE RIESGO	14
7.3	OTRAS BARRERAS	15
8	MEDIDAS PROPUESTAS	17
8.1	MEDIDAS DIRIGIDAS A BARRERAS RETRIBUTIVAS	17
8.1.1	<i>Promoción pública basada en el ahorro de energía primaria</i>	17
8.1.2	<i>Eliminación de escalones en la función de primas</i>	17
8.1.3	<i>Costes administrativos</i>	18
8.2	MEDIDAS DIRIGIDAS A BARRERAS DE RIESGO	19
8.2.1	<i>Recuperación acelerada de los costes de inversión</i>	19
8.2.2	<i>Actualización de primas por combustible</i>	20
8.2.3	<i>Actualización de prima por CO₂</i>	22
8.3	MEDIDAS DIRIGIDAS A OTRAS BARRERAS	22
8.3.1	<i>Regulación de conexión</i>	22
8.3.2	<i>Incentivos participación en el mercado</i>	23
8.3.3	<i>Límite de capacidad en el sistema de primas</i>	24
8.3.4	<i>Eficiencia energética en las Administraciones públicas</i>	25
8.3.5	<i>Tratamiento de la microgeneración</i>	26
9	APÉNDICE I: OPCIONES PARA EL DESARROLLO DE LAS MEDIDAS PROPUESTAS	28
9.1	ALTERNATIVAS PARA LA PROMOCIÓN PÚBLICA BASADA EN EL AEP	28
9.2	ALTERNATIVAS PARA LA ELIMINACIÓN DE ESCALONES EN LA FUNCIÓN DE PRIMAS	28
9.3	ALTERNATIVAS PARA LA INTRODUCCIÓN DE INCENTIVOS A LA PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO	31
9.4	OPCIONES PARA EL TRAMIENTO DE LA MICROCOGENERACIÓN	32
9.4.1	<i>Net metering</i>	33
9.4.2	<i>Subvenciones a la instalación</i>	33
9.4.3	<i>Ventajas de las propuestas</i>	33
10	APÉNDICE II: ESTIMACIÓN DE LOS COSTES EVITADOS	35
10.1	COSTE SECTORIAL	35
10.1.1	<i>Coste sectorial de la generación evitada</i>	35
10.1.2	<i>Coste sectorial de la cogeneración</i>	37
10.2	COSTES EVITADOS	38
10.2.1	<i>Coste evitado de redes</i>	38
10.2.2	<i>Coste evitado de pérdidas en las redes</i>	40
10.2.3	<i>Ahorro de energía primario</i>	40
10.2.4	<i>Emisiones de CO₂</i>	41
10.2.5	<i>Seguridad de suministro</i>	41

Índice de Figuras y Tablas

Figura 1 – Ahorro de energía primaria.....	1
Figura 2 – Contribución de la cogeneración a los objetivos de política energética	2
Figura 3 – Cumplimientos de los objetivos de desarrollo del régimen especial en 2009	8
Figura 4 – Cogeneración: potencia instalada y potencial a 2020	9
Figura 5 - Situación actual del parque de cogeneración (2008).....	10
Figura 6 – Evolución de la potencia instalada según nivel de tensión	11
Figura 7 – Evolución de la potencia instalada según nivel de tensión	11
Figura 8 – Identificación de barreras a la instalación de cogeneración	12
Figura 9 – Recuperación acelerada de los costes de inversión	20
Figura 10 – Propuesta de tarifas por potencia	29
Figura 11 – Eliminación de los escalones en la retribución.....	29
Figura 12 – Creación de la categoría de “instalaciones complementarias”	31
Figura 13 – Estimación del Ahorro de Energía Primario	40
Tabla 1 - Coste sectorial neto vs. ahorro en redes y eficiencia energética	6
Tabla 2 – Heterogeneidad de incentivos dentro del Régimen Especial	7
Tabla 3 – Costes externos que el Régimen Especial impone al sistema	8
Tabla 4 – Barreras retributivas	13
Tabla 5 – Barreras de riesgo	15
Tabla 6 – Otras barreras.....	16
Tabla 7 – Perfiles de producción de las plantas de cogeneración	36
Tabla 8 – Electricidad producida por categoría de potencia	36
Tabla 9 – Precio medio en OMEL por periodo tarifario	36
Tabla 10 – Estimación de potencia de reserva aportada al sistema	37
Tabla 11 – Electricidad vertida por nivel de tensión.....	37
Tabla 12 – Prima Equivalente en 2009 y 2008.....	38
Tabla 13 – Ratio entre coste de redes y recaudación prevista por peajes.....	39
Tabla 14 – Electricidad producida a las redes por la cogeneración según nivel de tensión	39
Tabla 15 – Parámetros cálculo Ahorro de Energía Primario	41
Tabla 16 – Estimación del Ahorro de Energía Primario	41
Tabla 17 – Estimación del Ahorro de Energía Primario	41
Tabla 18 – Valoración de la seguridad de suministro	42

Glosario

AEP	Ahorro de energía primaria
CCGT	Turbinas de gas de ciclo combinado
CMLP	Coste marginal de largo plazo
CO2	Dióxido de carbono
GWh	Gigavatiohora
LOSEN	Ley 40/1994 de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional
LSE	Ley 54/1997 del Sector Eléctrico
MW	Megavatio
REE	Rendimiento eléctrico equivalente

1 INTRODUCCIÓN

COGEN España nos ha solicitado un evaluación de la situación actual de la cogeneración, identificación de barreras si éstas existiesen y análisis de posibles soluciones para mitigar las mismas. En este primer informe, se desarrolla la evaluación de la situación actual de la cogeneración y la identificación de barreras a su desarrollo.

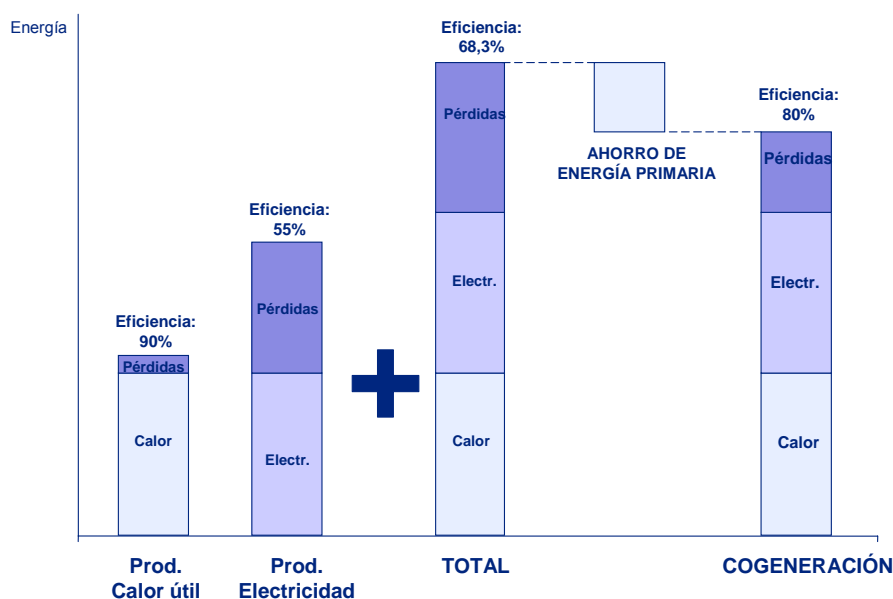
En la actualidad nadie duda sobre las ventajas innegables de la cogeneración de alta eficiencia en términos de ahorro de energía primaria y otras infraestructuras, y por ende la necesidad de su promoción. Este espíritu se recoge en la normativa Europea y en la Española de incentivos al régimen especial, donde se incorpora la cogeneración. No obstante, a pesar del desarrollo exponencial de la cogeneración durante la década de los 90s (superior a 30 % anual), durante la presente década, el desarrollo de la cogeneración se paralizó exhibiendo tasas de crecimientos exiguas, menores al 4 % anual – muy inferiores al de otras tecnologías del régimen especial –, aún cuando casi todos los estudios sobre la materia, sitúan el potencial remanente económicamente factible en aproximadamente 6.000 MW, el doble que la capacidad instalada actualmente. En este escenario, las inquietudes sobre cuáles son las razones que explican esta parálisis se vuelven absolutamente relevantes. Estos aspectos son analizados en este informe, en el cual se realiza un diagnóstico de la situación y se plantean potenciales soluciones para las distintas barreras que se detectan.

2 LA COGENERACIÓN

Se conoce como cogeneración a un conjunto de tecnologías de transformación energética que permiten la producción simultánea de electricidad y calor útil. Estas tecnologías van desde las turbinas de gas en ciclo simple o combinado o los motores de combustión interna hasta las pilas de combustible o los ciclos Rankine.

La producción conjunta permite un mejor aprovechamiento de la energía primaria que se transforma respecto a la producción de electricidad y calor por separado. Por ello, la instalación de plantas de cogeneración produce un ahorro de energía y mejora la eficiencia energética de la economía en su conjunto. Cuando dicho ahorro es de al menos un 10% de la energía primaria en la producción de la electricidad y el calor aportados, se habla de cogeneración de alta eficiencia. La siguiente figura muestra el balance energético de la producción por separado frente a la conjunta.

Figura 1 – Ahorro de energía primaria

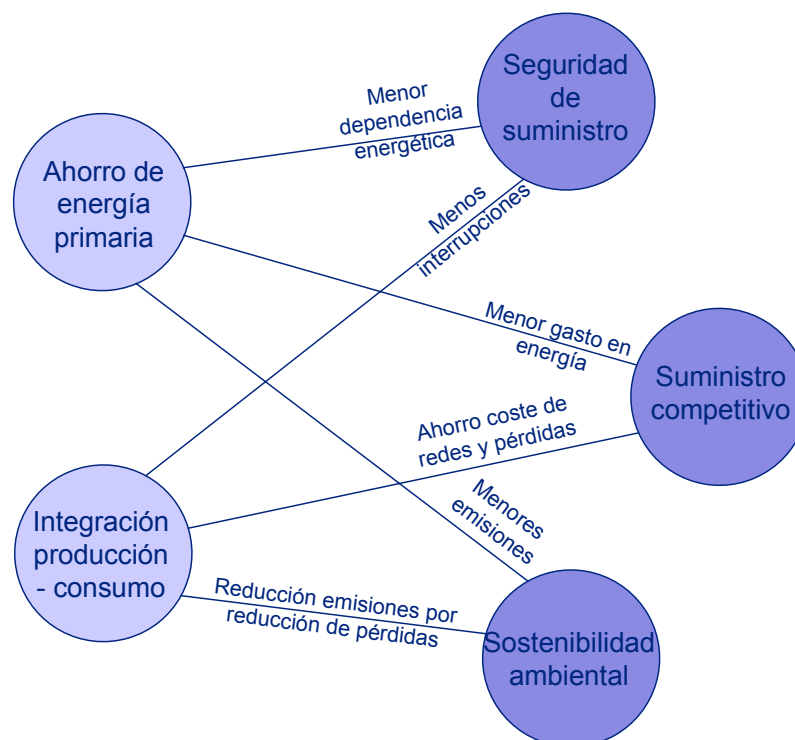


Además, debido a que el transporte del calor a distancias medias no es eficiente, la cogeneración siempre se realiza en las inmediaciones de los centros consumidores del calor, que por lo general son a su vez consumidores de electricidad.

Estas dos características básicas de la cogeneración, permitir un ahorro de energía primaria y llevarse a cabo en el lugar en el que se realiza el consumo del calor, son de las que se deriva la importancia de la cogeneración para el cumplimiento de los objetivos de política energética y ambiental. La Administración, en numerosas ocasiones, ha resaltado el papel de la eficiencia energética como principal herramienta en la lucha contra el cambio climático; la cogeneración es uno de los principales vectores disponibles para el ahorro de energía primaria.

En la Figura 2 se exponen los diferentes mecanismos a través de los cuales la cogeneración contribuye a estos objetivos.

Figura 2 – Contribución de la cogeneración a los objetivos de política energética



En forma muy simplificada, estos mecanismos son:

- **Menor dependencia energética:** La escasez de fuentes de combustibles fósiles en Europa determina un alto nivel de dependencia exterior de su suministro energético. Cuanto mayor es la proporción de suministro exterior, mayor es el impacto de una eventual crisis internacional de suministro.

A través del ahorro de energía primaria, la cogeneración contribuye a la reducción de las importaciones de combustibles fósiles, disminuyendo la dependencia exterior, y con ello el efecto sobre el conjunto del suministro de energía de un corte del suministro exterior.

- **Menor probabilidad de interrupciones:** La mayor parte de las interrupciones de suministro eléctrico se originan por fallos en infraestructuras alejadas de los consumidores: centrales de generación, líneas de transporte o redes de distribución en media tensión.

La instalación de centrales de producción de electricidad cercanos a los centros de consumo reduce el impacto sobre el suministro final de estos fallos, ya que la

energía producida por la cogeneración no requiere de estas redes para llegar a los consumidores.

Asimismo, como se desarrolla en la sección 5, las plantas de cogeneración presentan por lo general altos niveles de disponibilidad, por lo que proporcionan un grado de firmeza similar a otras tecnologías como los CCGTs, actual respaldo de las fuentes renovables intermitentes.

La paulatina integración de más generación distribuida, fundamentalmente cogeneración, en las redes de distribución, y el despliegue paralelo de las soluciones tecnológicas que permitan su gestión activa, está suponiendo el inicio de una revolución en el modo en el que concebimos el sector eléctrico.

- **Economía en el gasto energético:** La mejora de la eficiencia energética de la transformación, esto es, la reducción de la cantidad de energía primaria necesaria para suministrar la misma cantidad de energía final, supone un ahorro directo en la factura energética de los consumidores. Este ahorro supone, asimismo, un aumento de la eficiencia del proceso productivo en general de la industria abastecida por la cogeneración aumentando la competitividad de la firma vía aumento de productividad; una necesidad imperante en el tejido industrial español dados los desafíos que imponen la unidad monetaria y la disímil productividad entre los Estados Miembros.
- **Menores coste de las redes y de las pérdidas en el transporte:** La cogeneración está necesariamente asociada a procesos productivos que consumen calor y electricidad. Una gran proporción de la producción eléctrica es en realidad consumida simultáneamente en la misma instalación. Esto implica además que si se produce una interrupción del proceso de producción de calor y electricidad, simultáneamente se reduce el consumo de electricidad. En consecuencia, las instalaciones de cogeneración solo hacen uso de las redes de transporte y distribución por el máximo del neto entre su producción y su consumo de electricidad.

Además, en el caso en el que el proceso resulte en una exportación neta de electricidad, esta electricidad "neta", desde la perspectiva de la red, el consumo de los clientes cercanos, reduciendo la capacidad de la red necesaria para abastecerlos. Del mismo modo, la disminución de los flujos de potencia en la red disminuye las pérdidas; evidentemente, este ahorro depende de en que tensión este conectada la cogeneración, en baja y media tensión, los ahorros no son en absolutos despreciables.

- **Menores emisiones:** El ahorro de energía primaria debido a la mejora de la eficiencia energética y a la reducción de las pérdidas en las redes se traduce directamente en un ahorro de combustibles fósiles, ya que son los utilizados por las centrales marginales de generación. La combustión de estos combustibles fósiles es el principal origen de las emisiones de CO₂ de origen antropológico. Por lo tanto un menor consumo de combustibles fósiles implica una reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero, así como otros gases y partículas contaminantes. De este modo, la cogeneración produce un ahorro de emisiones de CO₂ que abarata el cumplimiento de los objetivos nacionales de reducción de este gas.

Por último, también es importante mencionar que otro elemento central que justifica la promoción de la cogeneración es que la instalación inicial de plantas de cogeneración produce un efecto demostración sobre el resto de los potenciales inversores. La adaptación por parte de los usuarios de una nueva tecnología nunca es inmediata, sino que esta se va difundiendo paulatinamente. La adaptación por parte de unos usuarios facilita la de otros, ya que se transmite información acerca de su rendimiento, duración, facilidad de uso, etc. En ocasiones existen motivos de interés público para acelerar la implementación de tecnologías, por ejemplo cuando, como en el caso de la cogeneración, contribuye al cumplimiento de objetivos políticos.

La contribución futura de la cogeneración al cumplimiento de los objetivos de política energética, debido a las ventajas analizadas, se realizará a través del desarrollo del potencial de plantas todavía no explotadas y del reemplazo progresivo de las instalaciones actuales con centrales más modernas. Esta renovación ofrecerá una fuente adicional de eficiencia energética para la economía en su conjunto, al tiempo que mejora la competitividad del suministro energético de las industrias.

Además, es probable que el avance tecnológico que ha tenido lugar en los últimos años haya desplazado la frontera del potencial disponible para la instalación de cogeneración, en especial de muy pequeña escala. Las innovaciones en lo referente a telemedida y telecontrol de instalaciones, eficiencia de las centrales de pequeño tamaño, y gestión de las redes de distribución permitirá en un futuro integrar en la red una mayor capacidad de microgeneración de lo que hasta ahora se ha estimado, sobre todo relacionada con empresas de servicios energéticos.

3 EVOLUCIÓN DEL MARCO DE APOYO

El reconocimiento por parte de la Administración de las ventajas de la cogeneración¹ ha dado lugar a la sucesiva aprobación de distintos regímenes económicos diferenciados con el fin de incentivar la instalación de este tipo de instalaciones.

La actividad de cogeneración se define por primera vez en España en 1980 con la aprobación de la Ley 82/1980.² Esta ley establece una serie de derechos y obligaciones de los autoprodutores y un régimen retributivo diferenciado del resto de la generación de electricidad.

En 1994 se dio el segundo impulso a la cogeneración a través del Real Decreto 2366/1994 que desarrollaba los principios de la Ley Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional (LOSEN). Esta Ley detalla de manera más precisa el esquema de precios de venta de la electricidad de cogeneración, fijando un término de potencia, un término de energía y otros complementos adicionales por los servicios prestados. El espíritu del régimen económico establecido en este real decreto es reflejar los costes evitados en generación, transporte y distribución.³

En 1997 se aprueba la Ley del Sector Eléctrico (LSE). Esta Ley introduce un requisito mínimo de autoconsumo para poder ser considerado autoprodutor.⁴ Como desarrollo normativo de la LSE se aprueba en 1998 el RD 2818/1998, que introduce la posibilidad de participar en el mercado mayorista de electricidad cobrando el precio marginal del mercado más una prima que complementa su remuneración; aunque dicha opción no se empezó a desarrollar hasta la aprobación del RDL 6/2000. En 2004 se actualizó la regulación del

¹ Denominada autogeneración o autoproducción inicialmente.

² Art. 7 de la Ley 82/1980:

Se consideran autogeneradores de energía eléctrica a los titulares individuales o agrupados de instalaciones de cualquier tipo que, simultáneamente, reúnan las condiciones siguientes:

a) Que el fin primordial de sus actividades no sea el de producir energía eléctrica, pero obtengan o puedan obtener ésta por sus propios medios, a partir de la utilización de residuos o subproductos energéticos excedentarios de su proceso de producción o, en general, por cualquier medio que represente una mejora del consumo energético.

b) Que la producción de energía eléctrica a que se refiere el apartado anterior se realice de forma que se deduzca un ahorro energético dentro de las prioridades de la política energética gen

³ RE 2366/1994, Art.12

⁴ En el RD 2818/1998 este requisito era del 30% para instalaciones de menos de 25 MW. En el RD 436/2004, se suavizaba este requisito al 10% si se trataba de cogeneración de alto rendimiento

régimen especial a través del RD 436/2004, cuya principal innovación fue la indexación de las tarifas a la Tarifa Media o de Referencia del sistema.

También en 2004 la Comisión Europea publica la Directiva de fomento de la cogeneración de alta eficiencia,⁵ que incluye la elaboración de planes sobre el potencial de cogeneración y planes de apoyo para el correcto desarrollo del sector. En España, la transposición de esta Directiva se realiza en dos etapas: primeramente mediante el RD 616/2007 y posteriormente con el RD 661/2007 que solo reflejan parcialmente el espíritu de la primera. Sin el ánimo de ser exhaustivos, han aparecido recientemente diversas regulaciones que introducen ciertas limitaciones y barreras al desarrollo de la cogeneración, por ejemplo, el RDL 6/2009 y la Orden ITC/3519/2009, entre otras.

4 BENEFICIO SECTORIAL DE LA POLÍTICA

El beneficio social de la política es positivo si los potenciales beneficios de la cogeneración son superiores a sus costes; en otras palabras, el valor presente de la valoración social monetaria del AEP y ahorro de redes (incluyendo pérdidas evitadas) debe ser superior a la variación en los costes de inversión. La Directiva Europea sobre fomento de la cogeneración y la normativa Española que la transpone, expresa este aspecto en los siguientes términos:⁶

El fomento de la cogeneración de alta eficiencia sobre la base de la demanda de calor útil es una prioridad comunitaria habida cuenta de los beneficios potenciales de la cogeneración en lo que se refiere al ahorro de energía primaria, a la eliminación de pérdidas en la red y a la reducción de las emisiones, en particular de gases de efecto invernadero. Además, el uso eficaz de la energía mediante la cogeneración puede también contribuir positivamente a la seguridad del abastecimiento energético y a la situación competitiva de la Unión Europea y de sus Estados miembros

La cuantificación de estas aportaciones entraña una dificultad considerable debido a la variación en el valor de las aportaciones y costes evitados por la cogeneración. En particular, debido a la larga vida útil de las instalaciones, el cálculo de estas magnitudes debería realizarse teniendo en cuenta un valor a largo plazo. En efecto, la manera adecuada de estimar las aportaciones de la cogeneración es estimando los costes marginales (medios para las actividades de redes) de largo plazo de toda la cadena de actividades (generación, transporte y distribución) por nivel de tensión (CMLP). De este modo, se evitan los problemas de volatilidad provenientes del mercado de generación que en un momento dado puede estar optimizando el corto plazo pero generando valores que no sostenibles en el largo plazo y las distorsiones regulatorias en los costes de las actividades reguladas. Esta alternativa presenta una serie de dificultades: (1) es una tarea muy laboriosa y (2) requiere de muchas hipótesis y simplificaciones. Consecuentemente, estas estimaciones suelen computarse basadas en costes reales lo que aumenta la transparencia en su cómputo sacrificando representatividad en el cálculo.

Otro inconveniente es que un análisis social requiere estudiar no solo la producción eléctrica sino el conjunto electricidad + calor. Esto complica el análisis por lo que el ahorro

⁵ Directiva 2004/8/CE por la que se instruye a los Estados Miembro a fomentar la cogeneración de alta eficiencia en base a la demanda de calor útil y al ahorro de energía primaria. Posteriormente, mediante Decisión CE 21DEC/2007 esta normativa se desarrolla más, orientándose al cálculo homogéneo de los parámetros de eficiencia para todos los países de la UE.

⁶ En la normativa actual subsiste cierta ambigüedad en cuanto a los fundamentos del marco de apoyo actual: el preámbulo del Real Decreto 661/2007 establece que "el marco económico establecido en el presente Real Decreto desarrolla los principios recogidos en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, garantizando a los titulares de instalaciones en régimen especial una retribución razonable para sus inversiones", para añadir posteriormente que "la retribución de la energía generada por la cogeneración se basa en los servicios prestados al sistema, tanto por su condición de generación distribuida como por su mayor eficiencia energética"

de costes se analiza desde la óptica del ahorro de costes en el sector eléctrico específicamente.

En ausencia de una estimación de estos costes evitados a largo plazo basado en CMLP, se ha realizado una estimación a partir de los valores actuales de los principales costes evitados, como el valor de la energía o los peajes de acceso a las redes con base en la metodología descrita en la sección 10.

Tabla 1 - Coste sectorial neto vs. ahorro en redes y eficiencia energética

COSTE SECTORIAL (miles €)	2009	2008
Coste sectorial de la generación evitada	1.298.646	2.159.965
-Coste sectorial de la cogeneración	1.832.034	2.110.109
Ventas de energía al sistema	800.202	1.370.271
Prima equivalente	1.031.832	739.838
Coste sectorial neto	533.388	-49.856
COSTES EVITADOS (miles de €)	2009	2008
Redes	207.490	191.778
Pérdidas en las redes	49.902	85.740
Ahorro de energía primaria (combustible)	219.332	215.658
CO2	32.273	41.892
Seg. Sum	71.890	80.218
Total Costes Evitados	580.888	615.286

El resultado muestra la justificación del esquema actual de apoyo a la cogeneración, ya que los costes que evita la cogeneración son superiores a la diferencia entre el coste sectorial de la generación evitada y el coste sectorial de la cogeneración, aun en años de precios de mercados muy deprimidos que no representan un equilibrio de largo plazo. En el 2008, donde los precios de mercado estuvieron más cercanos a valores de equilibrio de largo plazo, el beneficio sectorial de la política ha sido relevante, aprox. 700 millones de euros.

5 ESPECIFICIDADES DEL MARCO DE APOYO A LA COGENERACIÓN

A partir del RD 2366/1994 la legislación de apoyo a la cogeneración y la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables se integran con la creación del régimen especial.⁷ Esta integración ha tendido a disimular la diferente justificación y necesidad de los regímenes retributivos especiales para ambos grupos de tecnologías. En la Tabla 1 se muestran distintos objetivos de la política de promoción y sus objetivos respecto de la cogeneración y la energía de fuente renovable.

⁷ El apoyo a la cogeneración a raíz de la Ley 82/1980 se había desarrollado en el RD 907/1982, de 2 de abril, que era de específico para la autogeneración.

Tabla 2 – Heterogeneidad de incentivos dentro del Régimen Especial

	Cogeneración	Renovables
Fomento de la eficiencia energética	√	
Ahorro en infraestructuras de red	√	
Ahorro de pérdidas en las redes	√	
Demostración tecnológica (facilitar otros usuarios)	√	
Internalización de CO ₂	√	√
Ofrecer cierta cobertura de riesgo (riesgo "demanda de calor" y volatilidad de ingresos, respectivamente, ver 7.2)	√	√
Desarrollo de la industria de componentes	*	√**
Fomento de producción de energía con recurso propio		√
Avanzar en la curva de aprendizaje		√
Finalidad de los objetivos de capacidad	Forzar la entrada, Objetivo → potencial	Limitar la entrada, Objetivo < potencial

* Aunque no ha sido declarado como un objetivo, el desarrollo de la cogeneración ha tenido un efecto positivo en la industria nacional

** El desarrollo de la industria nacional es un objetivo declarado del PFER de 1999, y el PER de 2005

Otro factor a tener en cuenta en el diseño de los mecanismos de incentivos para la cogeneración y para la generación a partir de fuentes renovables es la diferencia entre las características técnicas de cada tecnología. Mientras algunos grupos del régimen especial como la generación a partir de residuos, biomasa o biocarburantes proporcionan en general un alto nivel de gestionabilidad y predictibilidad de la producción, tanto a corto como a medio plazo, otros como la energía solar o eólica son por naturaleza no gestionables e impredecibles.

La cogeneración presenta niveles de disponibilidad muy altos y muy pocos fallos de producción, por lo que proporcionan un grado de firmeza similar a otras tecnologías como los CCGTs, actual respaldo de las fuentes renovables intermitentes. Además, al ser una generación que está ligada por definición a un proceso productivo (que consume la producción de calor), cualquier reducción en la generación lleva aparejada una reducción proporcional y simultánea en el consumo,⁸ por lo que no necesita contar con capacidad de generación de sustitución (back-up).

La internalización de los costes que ocasionan estas diferencias técnicas, y otros costes no asumidos por los agentes, es el gran desafío actual al que se enfrenta la Administración para hacer compatible promoción con viabilidad económica del sistema. Entre estos costes se cuentan:

- **Coste de la capacidad de generación de back-up**, que requieren ciertas tecnologías;
- **Coste del aumento de la banda de regulación de secundaria**: la necesidad de reserva depende de lo predecible que sea la producción.
- **Costes de las inversiones en las nuevas redes de transporte**, necesarias para las centrales que utilizan energía renovable y que suelen encontrarse lejos de los centros de consumo;
- **Coste del incremento en las restricciones de red** en las zonas relativamente aisladas y con importante generación no gestionable, lo que obliga al OS a programar centrales firmes por motivos de seguridad.

⁸ Esta reducción podrá ser mayor, igual o menor dependiendo de si la instalación es exportadora o importadora neta de electricidad.

- **Aumento de las pérdidas de la red**, debido a que la regulación no prevé que los generadores internalicen las pérdidas que ocasionan.⁹

Tabla 3 – Costes externos que el Régimen Especial impone al sistema

	Cogen.	Biomasa	Solar Fotov.	Solar termoel.	Eólica
Generación de back-up	No	No	Sí	Sí	Sí
Aumento reserva de regulación	No	No	Sí	No*	Sí
Necesidad de nuevas redes	No	SI	Depende**	Sí	Sí
Restricciones de redes	No	SI	Depende**	Depende**	Sí
Aumento pérdidas de redes	No	Sí	Depende**	Depende**	Sí

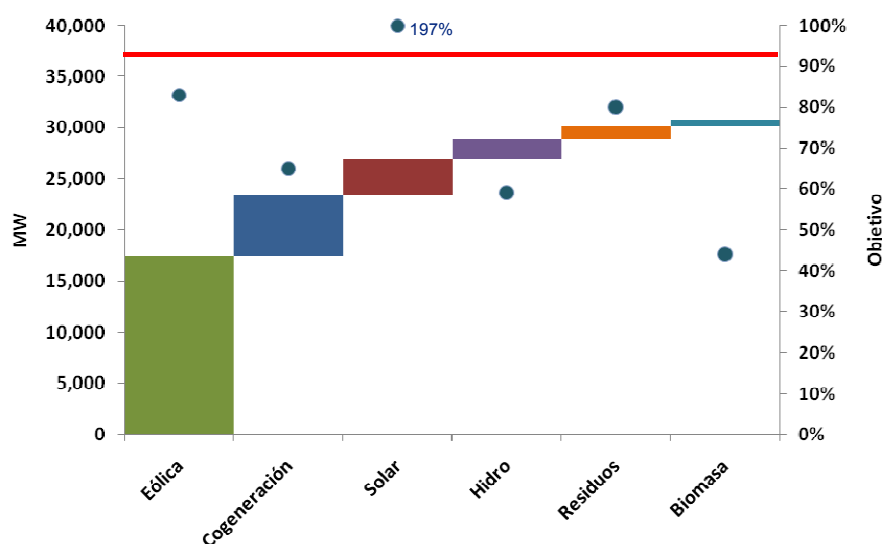
* Si incorporan acumuladores de calor que les permita gestionar la producción a corto plazo

** Depende de si se trata de generación distribuida o centralizada.

La capacidad de gestionar a corto plazo la producción es también mayor en las centrales térmicas, como la biomasa o la cogeneración, que en otras centrales, si bien en algunos casos requiere de inversiones adicionales para mejorar la flexibilidad. Esta capacidad, más que evitar costes externos, dota al sistema de mayor capacidad de reserva, rebajando el coste de la operación del sistema.

La importancia de que los costes y beneficios de cada tecnología sean transparentes aumenta si tenemos en cuenta el desigual desarrollo respecto de los objetivos públicos de capacidad instalada en el que algunas tecnologías ya han superado holgadamente el objetivo. La siguiente gráfica muestra la capacidad instalada en cada grupo del régimen especial (eje vertical de la izquierda) y el porcentaje de cumplimientos de los objetivos (eje vertical de la derecha).

Figura 3 – Cumplimientos de los objetivos de desarrollo del régimen especial en 2009



Fuente: CNE y elaboración propia

En función de la situación descrita, resulta necesaria una reflexión sobre la necesidad de volver al espíritu original de la promoción de la cogeneración plasmada en la normativa Europea, donde se consagra a la cogeneración como un vector de eficiencia energética – que nada tiene que ver con otras fuentes renovables, de hecho la mayor parte de la

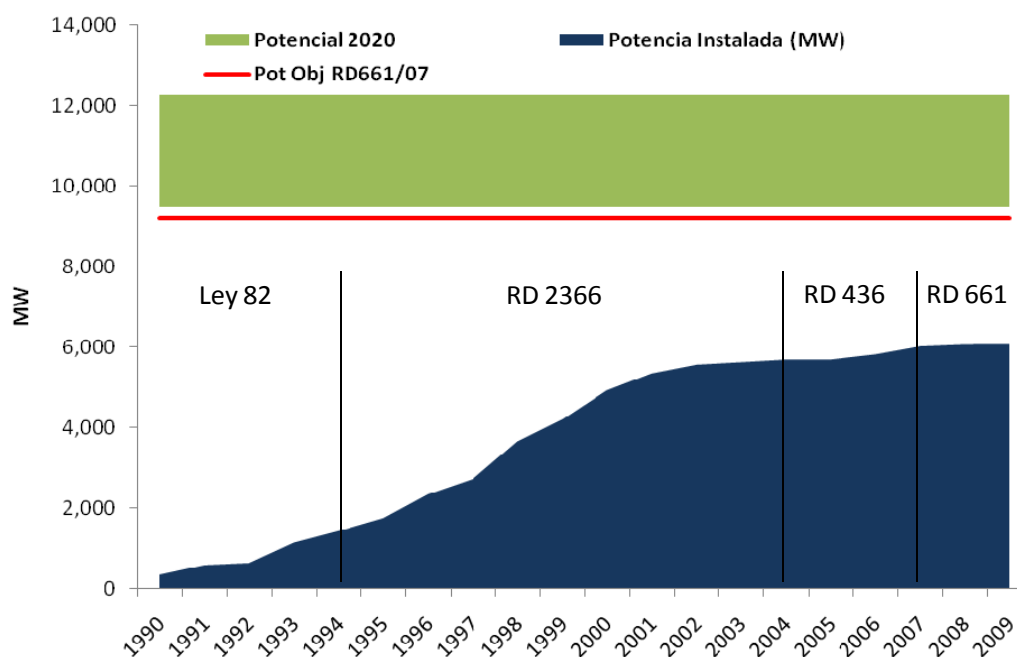
⁹ Esto es igualmente cierto para la generación en régimen ordinario

cogeneración no es con base a fuentes renovables. Esto implicaría dotar a la cogeneración de una regulación a medida que en la actualidad es inexistente.

6 EVOLUCIÓN DE LA COGENERACIÓN EN ESPAÑA

En España, el sector de la cogeneración tuvo su auge durante la década de los noventa. En este período, la cogeneración se expandió desde los 356 MW en 1990 hasta los 4.202 MW en 1999 lo que significó una tasa de crecimiento promedio anual del 31,5%. A partir de 2000 la tasa de crecimiento se ralentiza – 3,7% anual promedio – y la potencia instalada crece hasta los 6.067 MW en 2009 como se observa en la Figura 4.

Figura 4 – Cogeneración: potencia instalada y potencial a 2020¹⁰



El desarrollo reciente de la cogeneración contrasta fuertemente con los objetivos y potenciales estimados por el gobierno. De acuerdo a la información publicada por el IDAE¹¹, en España, el potencial de cogeneración a 2020 se encuentra entre los 9.483 MW y los 12.253 MW; mientras que el objetivo que establecía el RD 661/2007 para 2010 era de 9.215 MW. La estimación más conservadora publicada por el Gobierno fija el potencial en 8.400 MW para el año 2012¹². Teniendo en cuenta la potencia instalada hasta 2009, el grado de cumplimiento del objetivo se encuentra en el 65%.

Si se realiza un análisis transversal del sector, se pueden observar ciertas características de interés. En 2008, la capacidad instalada disponible del sector se distribuye en 864 plantas; de este total de capacidad instalada, el 50% se corresponde con instalaciones de potencia entre 10 MW y 50 MW, pero que representan solo el 16% del total de instalaciones (139 plantas). Adicionalmente, un 36% de la capacidad instalada se corresponde a plantas de menos de 10 MW, las que representan un 59% del total de instalaciones (512).

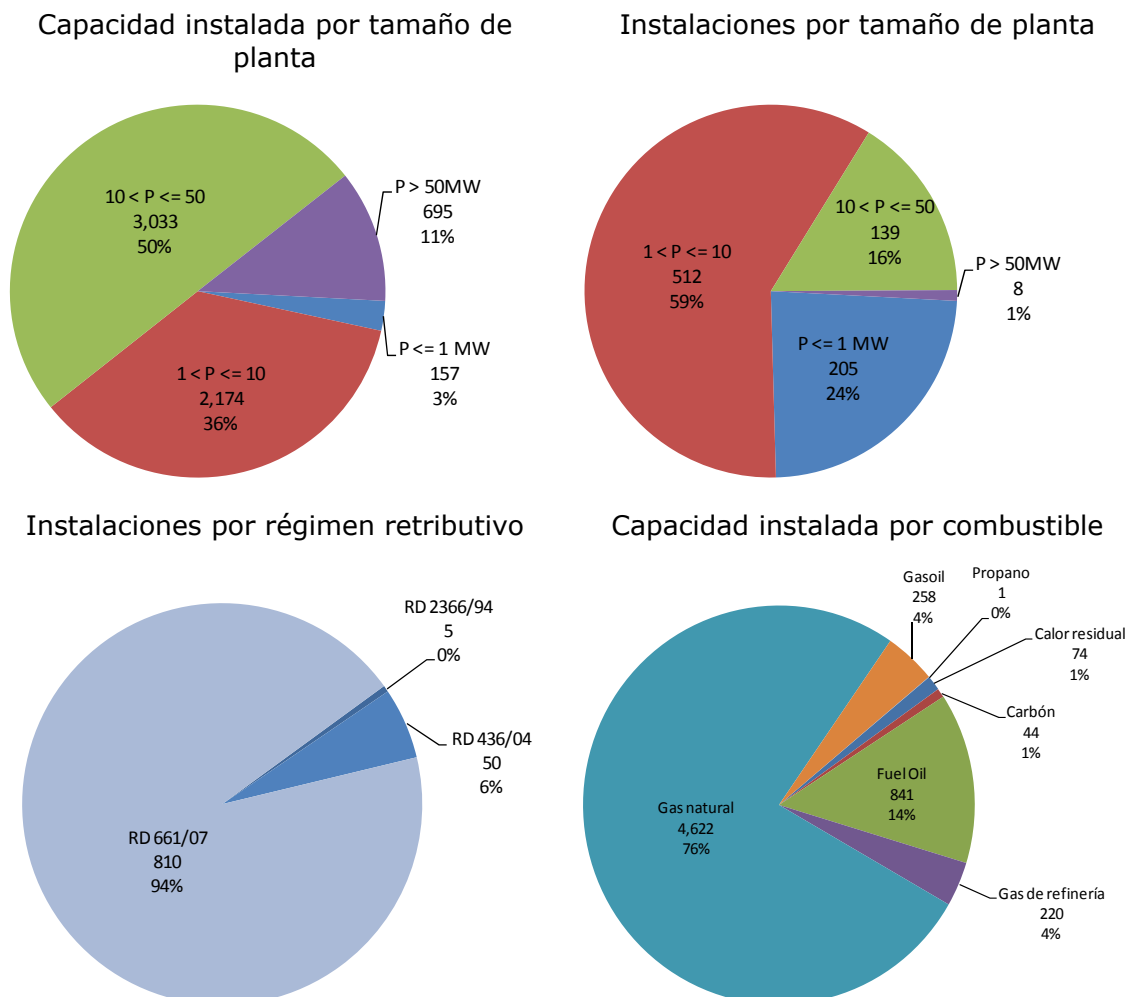
¹⁰ Elaboración: Mercados EMI en base a información de CNE e IDAE.

¹¹ Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. "Análisis del potencial de cogeneración de alta eficiencia en España 2010 – 2015 – 2020"

¹² Plan de Acción 2008-2012 de la Estrategia de Ahorro eficiencia energética.

El gas natural es el combustible más utilizado en el sector con una participación del 76% de la potencia instalada, seguido por el fuelóleo con un 14% mientras que el 10% restante está compuesto por principalmente por cogeneraciones a gasóleo (4%) y gas de refinería (4%).

Figura 5 - Situación actual del parque de cogeneración (2008)¹³



Finalmente, un 94% de las instalaciones se encuentra dentro del esquema implementado por el actual Real Decreto mientras que el 6% restante se ha acogido a transitorios para mantener régimen económico de los Reales Decretos anteriores (50 plantas bajo el RD 436/04) y 5 plantas bajo el RD 2366/94).¹⁴

Finalmente, la composición del parque de cogeneración en términos de potencia de las plantas y nivel de tensión de conexión ha mostrado una gran estabilidad en la última década de evolución del sector, ya que este periodo coincide aproximadamente con la disminución del dinamismo inversor en la actividad.

¹³ Elaboración: Mercados EMI en base a información de CNE

¹⁴ El RD 661/2007 derogó los reales decretos anteriores sobre régimen especial, pero ofreció a las instalaciones la capacidad de permanecer en regímenes transitorios

Figura 6 – Evolución de la potencia instalada según nivel de tensión

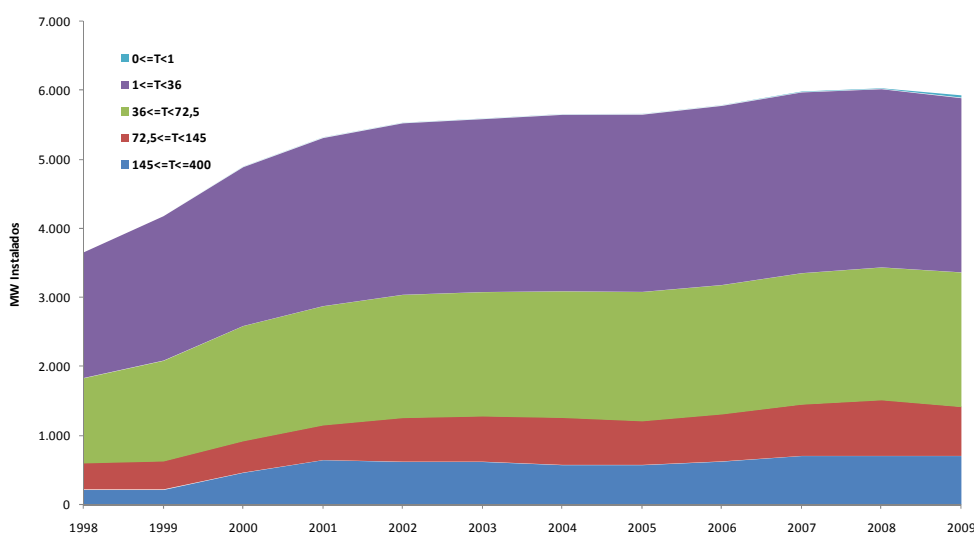
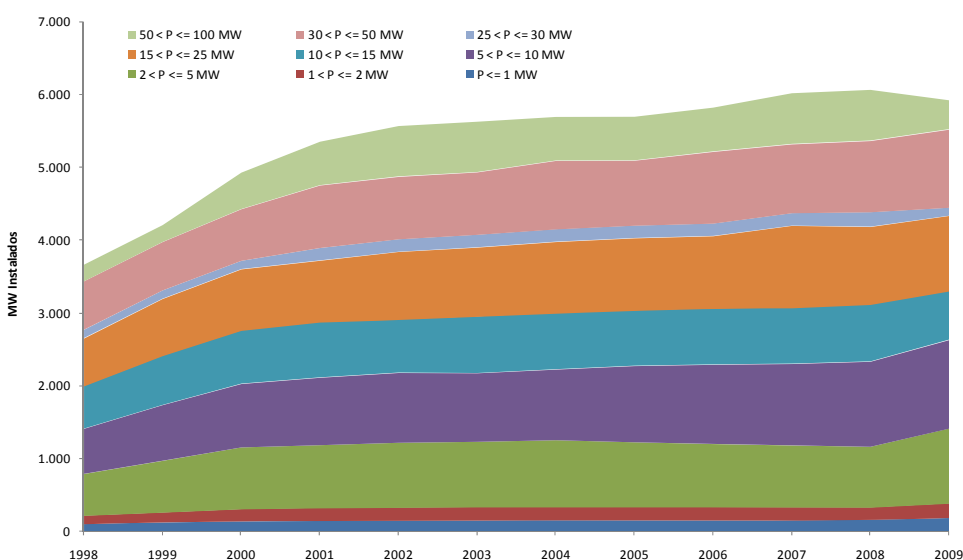


Figura 7 – Evolución de la potencia instalada según nivel de tensión



7 BARRERAS AL DESARROLLO DE PROYECTOS

La mejora de la eficiencia energética en la actividad económica y en el consumo final ha sido identificada como una de las prioridades europeas en materia de energía, por su contribución a los objetivos de política energética: la reducción de consumo de energía propicia una reducción de la dependencia energética,¹⁵ menores emisiones y un ahorro económico para los consumidores.

¹⁵ Bajo el supuesto de que la oferta energética marginal proviene de las importaciones

La lenta o nula adopción de tecnologías que ahorran energía, provocando que la eficiencia energética sea menor que la óptima, es intrigante por cuanto en las evaluaciones realizadas por multitud de organismos públicos, muchas de las medidas de ahorro energético representan además un ahorro económico (aún en términos privados).

La cogeneración, como mecanismo de eficiencia energética, no es ajena a esta problemática. El desarrollo que ha vivido la cogeneración se ha producido al amparo de los distintos incentivos que ha implementado la Administración. Sin embargo, pese al mantenimiento de dichos incentivos y el potencial existente para el desarrollo de nuevas plantas, existe un claro estancamiento en la instalación de nueva capacidad de cogeneración como se observa en la Figura 4.

Con el fin de identificar las posibles barreras que obstaculizan el desarrollo de nuevos proyectos de cogeneración en España, proponemos analizar los factores que los inversores toman en cuenta al realizar estos proyectos.

Una instalación de cogeneración requiere una fuerte inversión inicial (del entorno de 1 – 1,5 millones de euros/MW instalado¹⁶). Los inversores esperan recuperar el valor de la inversión inicial a través del flujo de caja que generará el proyecto durante la vida útil de la instalación.

La siguiente figura ilustra los factores que intervienen en las decisiones de inversión e identifica los potenciales problemas que puede obstaculizar la realización de estas inversiones.

Figura 8 – Identificación de barreras a la instalación de cogeneración

	Año 1	Año 2	Año 3	...	Año n	
Ingreso mercado	+	+	+			Barreras retributivas: distorsiones en los costes o en los ingresos
Ingreso prima	+	+	+			
Beneficios sociales externos	¿+?	¿+?	¿+?			
<hr/>						Barreras no retributivas: No se realiza la inversión aunque sea rentable
Amortización Inversión						
Costes Combustibles	-	-	-			
Costes O&M	-	-	-			
Otros costes de administración	-	-	-			Año 0 – Decisión de invertir Valor actual de los flujos de caja vs Coste de la inversión ###,### vs ###,###
Flujo de caja para el inversor	=					
<hr/>						
Suma de los flujos de caja descontados →						
Barreras informativas: Afectan a la tasa de descuento de los flujos de caja (rentabilidad exigida a la inversión)						

Hemos realizado una agrupación de los posibles obstáculos atendiendo a su origen, identificando tres grandes grupos de barreras: las que provienen de factores retributivos (o de costes), las que se producen por problemas de información e incertidumbre (por ejemplo sobre la posibilidad de cambios regulatorios), y por último las que no responden a ninguna de las anteriores, que hemos denominado otras barreras.

¹⁶ En las instalaciones con capacidad instalada menores a 1 MW, el coste de inversión puede ser bastante más alto.

7.1 BARRERAS RETRIBUTIVAS

La razón más evidente por la que un proyecto puede no llevarse a cabo es por su falta de viabilidad económica. Dentro de estas barreras, no solo se pueden encontrar las barreras asociadas al nivel absoluto de la retribución¹⁷, sino aquellas que tienen que ver con el diseño y la aplicación del régimen económico.

Tabla 4 – Barreras retributivas

Barrera	Descripción
Incorrecta aplicación de las primas	<p>La promoción de la cogeneración persigue recompensar el ahorro de energía primaria. Sin embargo la prima se fija en función de la energía vertida a la red.</p> <p>Esta incongruencia afecta especialmente a las instalaciones en las que no es factible o deseable exportar la electricidad.¹⁸</p>
Definición de las primas según bloques de potencia	<p>En la regulación actual las primas se definen por bloques de potencia instalada. Al pasar de un bloque a otro, por ejemplo de 10 a 10,1 MW la prima experimenta un cambio que no está relacionado con una variación similar de la eficiencia o del coste de inversión.</p> <p>Esto hace que el dimensionamiento de la planta no sea óptimo en función de la demanda de calor como lo sugiere la normativa Europea sobre cogeneración.</p>
Las instalaciones no se definen a partir de aspectos técnicos.	<p>La normativa actual calcula la potencia instalada de una cogeneración agregando la potencia de todos los equipos que suministran calor a un cliente.¹⁹ Bajo esta definición son equivalentes dos equipos de 10 MW que uno de 20 MW.</p> <p>Sin embargo, el coste de inversión depende del número de centrales de cogeneración instalada (aunque pueda haber elementos comunes de coste)</p> <p>Debido a esta definición, se desincentiva la incorporación de capacidad adicional con nuevos equipos, ya que puede dar lugar a un cambio retributivo.</p>

¹⁷ Debido a la existencia simultánea de otro tipo de barreras, la escasa instalación de nuevas instalaciones no puede ser atribuido directamente a la insuficiencia retributiva.

¹⁸ Esta regulación, conjuntamente con las condiciones de conexión, también impide optimizar la decisión de exportación-autoconsumo por parte de las instalaciones, con lo que se ven obligados a pagar peajes no óptimos.

¹⁹ RD 661/2007 art. 3.2 a)

Costes adicionales ocasionados por los trámites administrativos

La normativa en vigor sobre los trámites administrativos para la construcción, conexión a red y admisión al régimen retributivo de las instalaciones no distingue entre unas tecnologías y otras, en especial aquellas cuyo potencial es limitado y pequeño en términos relativos a la demanda total de aquellas cuyo potencial es muy grande y por ende, ciertos límites deben fijarse para controlar el coste social de la política.

Aspectos normativos como la petición de avales o el régimen de pre-registro deberían ser específicos para cada tecnología.

7.2 BARRERAS DE RIESGO

Las inversiones iniciales en los proyectos de cogeneración se han de recuperar a través de los flujos de caja que genere la instalación a lo largo de su vida útil. Por lo tanto, para evaluar correctamente la viabilidad económica del proyecto se realizan predicciones sobre el valor de numerosas variables en el futuro.

Parte de esta información es pública y afecta a todos los inversores, como la incertidumbre sobre la evolución del precio de los combustibles, pero otra no está disponible para todos los agentes por igual, como la probabilidad de quiebra de una empresa industrial, o los planes de deslocalización de factorías. Por ello el problema de información se agrava cuando un inversor distinto al consumidor final es el que financia el proyecto cual es el caso habitual en la cogeneración.²⁰ A diferencia de la mayor parte de la generación del régimen especial que tiene un mercado de venta básicamente asegurado, la cogeneración tiene el riesgo que la demanda de calor desaparezca y con ello la posibilidad de producir y consecuentemente vender energía eléctrica. Esta problemática y otros aspectos que identificamos como barreras informativas se exponen en la Tabla 5.

²⁰ Este tipo de dificultad debido a la asimetría de información entre el inversor y el consumidor se enmarca dentro de los conocidos como problemas principal-agente.

Tabla 5 – Barreras de riesgo

Barrera	Descripción
Riesgo demanda de calor	<p>La mayor parte de la inversión en proyectos de cogeneración es específica para un cliente en particular. La quiebra o deslocalización del consumidor implica la pérdida de una parte importante de la inversión realizada. La incertidumbre presenta una barrera informativa determinante del desarrollo de la cogeneración y desafortunadamente correlacionada positivamente con el ciclo económico. Adicionalmente, debe tenerse en cuenta que la reducción de la actividad industrial disminuye la demanda de calor, lo que a su vez genera una eficiencia total del ciclo de generación electricidad-calor inferior con la posibilidad que la cogeneración deje de calificar como de alta eficiencia simplemente por la caída de la actividad económica.</p> <p>Este riesgo específico eleva la tasa de rentabilidad exigida por los inversores y puede resultar superior a la contemplada cuando se fijaron las primas y/o tarifas, con el efecto final que ciertos proyectos cuyo AEP es muy importante no se desarrollan.</p>
Riesgo de actualización por coste de combustible	<p>La posibilidad de cambios normativos posteriores a la realización de la inversión aumenta el riesgo percibido por los inversores. Si bien la Administración ha mantenido una política de respeto de las condiciones económicas en que la se decidieron las inversiones, en los últimos tiempos, las condiciones económicas del régimen especial parecen estar siendo revisadas. En especial, la actualización por coste de combustible presenta cambios en algunos de sus parámetros difíciles de pronosticar.</p>
Riesgo de actualización por nuevos costes	<p>La fórmula de actualización de costes debe considerar adicionalmente los nuevos costes o costes que por su naturaleza no presentan variaciones en intervalos cortos. Un ejemplo del primer caso es el CO₂; es probable que a partir del año 2012 cese el reparto gratuito de los derechos, y las instalaciones deban asumir este coste. Un ejemplo del segundo caso, es el pago por garantía de potencia; si por ejemplo, este se incrementase, aún en equilibrio, los precios de la energía en el mercado serían menores, por ende la prima debería incrementarse.</p>

7.3 OTRAS BARRERAS

En ocasiones, un proyecto viable económicamente puede no realizarse debido a otro tipo de barreras que impiden su ejecución. El origen de estas barreras se debe en ocasiones a los efectos indirectos de algunas disposiciones normativas, o a normativas que han quedado desfasadas por la evolución del sector. En muchos casos estas normas pueden ser modificadas con el fin de mejorar la regulación sin afectar a su objetivo inicial. Hemos identificados algunas disposiciones normativas que podría afectar innecesariamente a los proyectos de cogeneración; las mismas se muestran en la tabla 5.

Tabla 6 – Otras barreras

Barrera	Descripción
Conexiones a la red, en especial en baja tensión	<p>España va rezagada en el desarrollo de normativa para la adaptación paulatina de soluciones de redes inteligentes. La mejora de la capacidad de gestión de la red será esencial para la explotación del potencial de microgeneración.</p> <p>Está pendiente el desarrollo del RD de acceso y conexión de la generación a las redes de distribución.</p>
Volatilidad de la referencia de precios que no incentiva la participación en el mercado	<p>El incremento de capacidad renovable en el mercado junto a otros factores como la reducción de la demanda) ha aumentado la volatilidad del precio marginal del mercado mayorista que es el precio de referencia para los proyectos de cogeneración. Adicionalmente, la ausencia de un mercado líquido y profundo de futuros de largo plazo dificulta cubrir posiciones con costes de transacción bajos.</p> <p>Por lo tanto, la cogeneración queda expuesta a la volatilidad de corto plazo del mercado eléctrico, aumentando la volatilidad de los ingresos de la cogeneración y por ende su riesgo. Cabe preguntarse si una referencia más estable o un cambio en la forma de calcular las primas no generarían señales de inversión más estables en una actividad que está sujeta a promoción.</p>
Límite de capacidad	<p>La regulación excluye del régimen especial a las instalaciones de más de 50 MW sin una justificación explícita (aunque las cogeneraciones hasta 100 MW se pueden acoger a un régimen de primas).</p> <p>El objetivo de incentivar el ahorro de energía primaria no parece compatible con la fijación de estos límites de capacidad.</p>
Gestión de la eficiencia energética en la Administración pública	<p>La Administración pública en su conjunto representa una de los mayores consumidores de energía de España.</p> <p>A pesar de que existen planes para promover medidas de eficiencia energética en las diferentes administraciones, los incentivos de los gestores no están alineados con este objetivo.</p>
Falta de un tratamiento diferenciado para la micro-cogeneración	<p>La generación eléctrica a muy pequeña escala, incluida la micro-cogeneración, necesitan una regulación diferenciada.</p> <p>Por un lado, debido a que los usuarios potenciales no son profesionales, y la inversión total es baja, el coste administrativo de obtener las ayudas es prohibitivo.</p> <p>Por otro, un sistema de liquidación complejo de gestionar, no parece adecuado para un sector que incluiría decenas de miles de plantas (como se ha demostrado en el caso de las solares fotovoltaicas descentralizadas)</p>

8 MEDIDAS PROPUESTAS

Esta sección lleva a cabo el análisis de las posibles alternativas para remover las barreras identificadas en la sección anterior. Un elemento importante a destacar es que con el objeto de asegurar la estabilidad regulatoria, es prudente que todo cambio normativo que afecte el esquema retributivo sólo sea válido para las nuevas instalaciones o bien debería ser planteado como una opción para las existentes.

8.1 MEDIDAS DIRIGIDAS A BARRERAS RETRIBUTIVAS

8.1.1 PROMOCIÓN PÚBLICA BASADA EN EL AHORRO DE ENERGÍA PRIMARIA

La legislación en la que se ampara el marco actual para el fomento de la cogeneración en España y Europa establece que éste debe estar basado en la demanda de calor útil y el ahorro de energía primaria.²¹ Al basar el marco de apoyo en el objetivo que se pretende lograr (un aumento de la eficiencia energética) se persigue proporcionar los incentivos adecuados a los cogeneradores.

En el marco actual de promoción de la cogeneración en España definido en el Real Decreto 661/2007 se recogen estos principios. Sin embargo no se llevó a cabo la adaptación completa de la Directiva, ya que:

- Se establecen los requisitos mínimos de eficiencia y el complemento por eficiencia en función del Rendimiento Eléctrico Equivalente, en lugar de respecto al Ahorro de Energía Primaria.
- Se retribuye sólo la energía vertida a la red, no toda aquella que produce un ahorro de energía primaria.

Ambas medidas están muy relacionadas a las descritas por la Directiva, por lo que se puede argumentar que dan lugar a los mismos incentivos. Sin embargo no son completamente equivalentes. En primer lugar el cálculo del incentivo a la eficiencia definido en el Real Decreto y basado en el rendimiento eléctrico equivalente da más valor a la producción de electricidad sobre la de calor que el Ahorro de Energía Primaria. En segundo lugar porque hay instalaciones que no tienen la opción de verter toda su energía a la red para obtener el incentivo, y por tanto no reciben ninguna pago por esa parte de la energía.

Por lo tanto sería conveniente que la normativa que se apruebe para las nuevas plantas de cogeneración se alinee con las propuestas de la Directiva Europea sobre fomento de la cogeneración. Entre otras posibles, algunas alternativas que pueden estudiarse (ver sección 9.1) pueden ser las siguientes opciones que por su naturaleza no son excluyentes:

- Que parte del esquema de promoción, al menos el complemento por eficiencia energética, sea calculado sobre el total de la energía producida, en lugar de sobre la energía vertida.
- Que el cálculo de dicho complemento tenga en cuenta el Ahorro de Energía Primaria tal y como lo calcula la directiva.

8.1.2 ELIMINACIÓN DE ESCALONES EN LA FUNCIÓN DE PRIMAS

Actualmente, debido a que las tarifas y primas están definidas por bloques de potencia, una mínima diferencia de potencia instalada puede dar lugar a una diferencia retributiva importante. Los promotores de cogeneración tienen en cuenta estos saltos en la retribución

²¹ RD 616/2007, art. 1 y Directiva 2004/8/CE, art.1

a la hora de diseñar la potencia de las plantas, en lugar de optimizar la potencia en función de la demanda de calor del proceso productivo. Como consecuencia, la elección de la potencia de las plantas no es óptima desde el punto de vista del ahorro de energía que debiese ser el criterio a seguir. Estos saltos retributivos entre bloques de potencia tienen otro aspecto negativo, ya que afecta también a los procesos de ampliación de plantas ya existentes.

La eliminación de los escalones en la función de retribución de la cogeneración es necesaria para mejorar la toma de decisiones de los agentes respecto al tamaño óptimo y ampliación de las plantas, pero sin que ello tenga una implicación retributiva en el conjunto del sector. Efectivamente, esto se puede llevar a cabo sin que la retribución total de la actividad de cogeneración se vea afectada, por lo que la medida resulta en un beneficio neto para el sistema.

Numerosas propuestas que re-expresen la función de retribución actual para evitar la aparición de discontinuidades, pueden desarrollarse. Por ejemplo, la prima en cada tramo de potencia podría re-expresarse como una función lineal de la potencia; la prima que correspondería a la potencia media de cada tramo debería coincidir con la tarifa actual. La sección 9.2 muestra un ejemplo de cómo podría ser introducida esta medida. Otra posibilidad es desarrollar una función acumulativa por bloques como se aplica en otras experiencias. La sección 9.2 también desarrolla alternativas a estas medidas con el fin de disminuir los desincentivos para la ampliación de plantas.

8.1.3 COSTES ADMINISTRATIVOS

El objetivo de la siguiente propuesta es disminuir la carga financiera que representan los costes administrativos actuales para el desarrollo de nuevos proyectos son adecuados a la luz de las características técnicas de las plantas de cogeneración. La propuesta considera las alternativas disponibles a los avales impuestos al solicitar el acceso a la red y el registro de pre-asignación de retribución.

El reciente crecimiento del número de instalaciones de energía renovable ha introducido mayor complejidad en algunos procesos del sistema. En particular, en la asignación de la capacidad de conexión disponible, en la planificación de la expansión de la capacidad de las redes de transporte y distribución, y en la revisión del régimen retributivo una vez alcanzado los objetivos de capacidad instalada, puesto que es difícil saber cuándo se alcanzan dichos objetivos. Parte de esta complejidad se deriva de que un gran número de proyectos no cuentan con la solvencia adecuada y no llegan a completarse nunca.

La Administración, por medio de la imposición de avales, ha pretendido distinguir la calidad de las solicitudes presentadas. El coste final que suponen estos avales son menores para las instalaciones más solventes, aquellas que con mayor probabilidad culminarán el proceso y recuperarán los avales. Por tanto, tanto gracias a los avales como al proceso de registro previo, la Administración disuade a los proyectos de menor solvencia y consigue mejor información sobre las plantas que finalmente se instalarán. Sin embargo, esto se hace a coste de aumentar el coste de las plantas, debido al coste financiero de los avales.

La dinámica de instalación de las plantas de cogeneración contrasta con lo ocurrido con otras tecnologías englobadas en el régimen especial. En primer lugar por el escaso crecimiento de la potencia instalada en los últimos años. En segundo lugar y sobre todo debido a que el potencial total de cogeneración está limitado por los emplazamientos que demandan suficiente calor útil (en general emplazamientos industriales) mientras que en otras tecnologías, el potencial es básicamente infinito si se asume costes crecientes y es muy difícil identificar exactamente el potencial realizable para un determinado nivel de incentivo.

Adicionalmente, es importante remarcar que las plantas de cogeneración se suelen instalar en ubicaciones más cercanas a los centros de consumo, y sus programas presentan un mayor grado de firmeza, y capacidad de gestión. Por tanto, la conexión de la cogeneración no suele competir, en general, con otras solicitudes de acceso, ni requerir el mismo nivel de refuerzo en las redes que otros proyectos del régimen especial.

Debido a estas características, el régimen general impuesto para controlar los proyectos de régimen especial no parece necesario para las plantas de cogeneración, aspecto vinculado al problema ya desarrollado en el numeral 5 sobre la necesidad de dotar a la cogeneración de un marco regulatorio específico.

Por ello se proponen las siguientes alternativas al sistema actual:

- Solicitar a los operadores de red una metodología para la fijación de avales Determinar los avales necesarios al solicitar el acceso a la red en función de si existe o no capacidad excedentaria en el punto de conexión y de si hacen falta refuerzos en la red, en lugar de ser los mismos avales en todas las circunstancias.
- Modificar la posibilidad de solicitud simultánea de acceso y conexión a la red,²² aplicando el aval sólo para el trámite de solicitud de conexión y no para el de acceso.
- Reemplazar los avales por un contrato con el consumidor de la demanda térmica que indique el compromiso de la inversión
- Eliminar la obligación de registro de pre-asignación para las instalaciones de escaso potencial crecimiento, en particular la cogeneración, o al menos la necesidad de avales.

El resultado de considerar las medidas propuestas es reducir el coste administrativo para los proyectos de cogeneración, sin que ello tenga un impacto negativo sobre los objetivos que persigue la Administración al fijar los avales actuales.

8.2 MEDIDAS DIRIGIDAS A BARRERAS DE RIESGO

Las barreras que hemos identificado en la categoría de "riesgos" son aquellas que aumentan el riesgo de la inversión, lo que afecta al coste de la financiación de los proyectos. A continuación se describen las medidas propuestas

8.2.1 RECUPERACIÓN ACELERADA DE LOS COSTES DE INVERSIÓN

Las plantas de cogeneración son inversiones con un largo periodo de maduración. Esto quiere decir que para recuperar su inversión dependen del flujo de ingresos que van a obtener a lo largo de muchos años de operación. Cualquier modificación del flujo de ingresos en estos años pondría la viabilidad económica del proyecto.

Las inversiones en cogeneración son además inversiones específicas, ya que la mayor parte de la inversión corresponde a la infraestructura en la ubicación de la planta. En caso de fracaso del proyecto, solo una pequeña parte de la inversión inicial, el generador, podría recuperarse mediante el trasladado a una ubicación alternativa.

Debido a estas dos características, las inversiones de cogeneración son muy sensibles al riesgo de que desaparezca la demanda de calor para la cual fueron diseñadas. Este riesgo aumenta con el tiempo, ya que el estado de la economía y las industrias es más difícil de predecir cuanto más nos alejamos del momento presente. Los procesos de reconversión industrial y deslocalización empresarial aumentan este riesgo cliente de las inversiones en cogeneración.

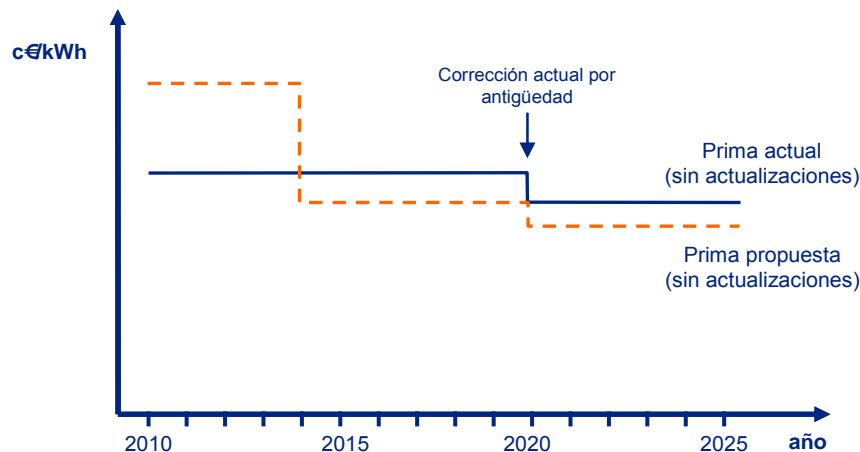
Es crítico desarrollar medidas para reducir el impacto del cierre anticipado de las plantas de cogeneración, y con ello reducir el riesgo de la inversión. Un menor riesgo facilita el acceso

²² Real Decreto 1955/2000, art. 66.3

a la financiación y reduce el coste de esta. El resultado neto de la medida no representa ningún coste para el sector eléctrico en su conjunto.

Una alternativa que debiese estudiarse podría consistir en permitir una recuperación más acelerada de los costes inversión, mediante una tarifa inicial más alta o un mayor complemento por ahorro de energía primaria en los primeros cuatro años de funcionamiento. La normativa actual ya contempla una corrección por antigüedad cuyo efecto es equivalente al propuesto, pero que se aplica a partir de los diez años de antigüedad. La siguiente figura muestra el esquema propuesto:

Figura 9 – Recuperación acelerada de los costes de inversión



Además del caso citado para la cogeneración, la recuperación acelerada de los costes de inversión está siendo utilizada en España para las nuevas instalaciones de régimen ordinario, ya que el incentivo a la inversión regulado en la orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, otorga este incentivo durante un periodo de 10 años, un plazo menor que la vida de las centrales de generación que lo reciben.

Para que el resultado financiero neto sea nulo para el sistema eléctrico, el incremento de la prima en los primeros años de vida de las plantas sería compensado con una bajada en los posteriores, de forma que ambos flujos sean equivalentes en términos de valor presente.

8.2.2 ACTUALIZACIÓN DE PRIMAS POR COMBUSTIBLE

El objetivo de esta medida es minimizar los desvíos entre la evolución de los costes de las plantas de cogeneración y sus ingresos. Los desvíos aumentan por un lado la necesidad de capital circulante, y por otro la volatilidad de los flujos de caja del proyecto, lo que aumenta el riesgo de las inversiones. La reducción de estos desvíos facilita el acceso a la financiación y reduce el coste de esta.

Con el fin de disminuir estos desvíos, existen varias opciones: *i)* tener una evolución de los ingresos que refleje la evolución de los gastos; *ii)* que la evolución de los ingresos sea predecible, y permita indexar los gastos a la fórmula de actualización de los ingresos; y *iii)* que se pueda cubrir el riesgo de diferencias entre los ingresos y los gastos.

Los costes de combustibles a los que tiene que hacer frente un cogenerador son los estipulados en los contratos de suministro que hayan firmado y se establecen en el marco de las negociaciones previas y/o posteriores al contrato. Estos contratos suelen tener una duración mayor de un año y en función de su duración estar indexados a algún indicador de la evolución del precio del gas.

La normativa actual que regula la cogeneración ha reflejado la necesidad de que ingresos y gastos evolucionen paralelamente para evitar los desvíos, contemplando ajustes de la retribución, tarifas y primas, en función de la evolución del coste de los combustibles que

utilizan las plantas.²³ Para ello actualiza las tarifas y primas por un porcentaje de la variación del precio final de combustible de las instalaciones. Sin embargo, las fórmulas de indexación recogidas en la regulación no minimizan los desvíos ya que no se corresponden a ninguna de las tres opciones señaladas²⁴ y no se ajusta a las opciones que planteamos al inicio de esta sección:

- No refleja exactamente la evolución de los costes, ya que estos no varían trimestralmente, y no pueden estar indexados al precio del gas base en España por falta de un indicador transparente y un mercado líquido.
- La evolución de los precios no es predecible, ya que el precio resultante de las subasta reflejara las condiciones de suministro que se esperen para el siguiente semestre.
- No permiten una cobertura del riesgo, ya que el coeficiente β_{SB} se puede modificar, y no existe un mercado a futuro líquido sobre el precio base de gas en España (el producto que se vende en las subastas)

Por lo tanto el sistema de actualización podría mejorarse contemplando alguna de las siguientes opciones, las cuáles deberían estudiarse cuidadosamente:

- Utilizar el precio medio de las importaciones gas natural declarado en las aduanas Españolas, cuya evolución estará muy relacionada con la evolución del coste del suministro final a los cogeneradores.
- Fijar el valor de β_{SB} igual a cero, con lo que la actualización del coste de la materia prima seguiría la fórmula del precio de referencia, que es predecible.
- Utilizar la media entre las cotizaciones medias del *Henry Hub* y el *Nacional Balacing Point* para entrega en los 12 siguientes meses, ya que permite la cobertura de riesgos.

²³ RD 661/2007, art. 44.1 y el Anexo VII

²⁴ Como ejemplo, podemos analizar el funcionamiento actual de las fórmulas de actualización de las primas de las instalaciones de gas natural, las más numerosas. Para actualizar estas el precio del combustible que se utiliza se construye como la suma entre los peajes de gas y el precio de la materia prima. A su vez, el cálculo del coste de la materia prima depende, tras la última modificación normativa (Orden ITC/1660/2009, modificada por la orden ITC/1506/2010) en una media ponderada entre el valor de las subastas semestrales de gas base para el suministro de último recurso y un precio de referencia del gas.

$$\text{Coste Materia Prima}_{\text{cogeneración}} = \beta_{SB} \cdot \frac{(\text{Precio Subasta} - \text{Variación Peajes})}{\text{Ajuste por mermas}_{\text{regas y transporte}}} + (1 - \beta_{SB}) \cdot \text{Precio de Referencia}$$

Mientras que el precio de la subasta refleja el valor esperado del gas consumido en España en el siguiente semestre, el precio de referencia corresponde al un valor del gas indexado a la evolución del Brent y del tipo de cambio. La fórmula de este precio de referencia es:

$$\text{Precio de Referencia} = \frac{(0,710093 + 0,027711 \cdot \text{Brent}_n)}{\text{Tipo de cambio}_{\text{s-€}}}$$

Con un precio del Brent de 75 \$/barril, una modificación del precio del Brent de un 1% tendría un impacto sobre el precio de referencia de 0,7454%.

El factor de ponderación β_{SB} se corresponde con la proporción que el gas comprado en la subasta representa sobre el total de ventas previstas de gas en último recurso, y su valor ha sido fijado en 0,5. Según vaya disminuyendo la demanda cubierta por los comercializadores de último recurso, o se aumente la cantidad subastada, el valor de β_{SB} se acercará a 1.

8.2.3 ACTUALIZACIÓN DE PRIMA POR CO₂

La regulación actual prevé la actualización de las tarifas y primas de la cogeneración cuando se produzcan variaciones de los costes subyacentes de la actividad. Una primera actualización tiene en cuenta la evolución del nivel general de precios del país, medido por el IPC. La otra se aplica en función de la evolución del precio de los combustibles. Estas actualizaciones intentan ofrecer una cobertura natural ante el riesgo de variaciones de estos costes.

La entrada en vigor de la Directiva 2003/87/CE, sobre comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero implicó la imposición de un nuevo coste ambiental para aquellas las instalaciones térmicas afectadas por la Directiva (aquellas con más de 20 MW térmicos instalados). Durante las primeras fases de este mecanismo de comercio de emisiones, este coste no se ha materializado ya que las instalaciones de cogeneración han recibido de la Administración una cantidad de derechos de emisión con los cuales hacer frente a sus obligaciones. Sin embargo, es probable que a partir del año 2012 cese el reparto de estos derechos, y las instalaciones deban asumir este coste. Específicamente está previsto que los derechos de emisión se subasten en su totalidad para el sector eléctrico desde el inicio de la fase y progresivamente hasta el 2027 para los procesos de calor.

El coste de los derechos afecta a la rentabilidad de las instalaciones por cuanto no es un coste totalmente repercutible en el precio de la producción de la cogeneración, electricidad y calor. Esto es evidente en el caso de las instalaciones acogidas a la modalidad de venta a tarifa, ya que un aumento de coste no se traduce en un aumento de retribución si la tarifa no se actualiza. También es evidente en el caso de instalaciones antiguas, cuyos contratos de venta de calor es poco probable que permitan el traslado del coste de los derechos de emisión a partir de 2012.

Esta propuesta persigue garantizar la coherencia interna de la regulación respecto a los ajustes que se llevan a cabo en el régimen retributivo de la actividad de cogeneración, proponiendo la introducción de un sistema de actualización ligado al coste de los derechos de emisión para las instalaciones sujetas a estos costes. En este sentido, siguiendo la lógica de ajustes de la retribución de la normativa actual, a partir de 2012 los ajustes de las tarifas y primas de las instalaciones afectadas deberían contar con una actualización en función del coste de los derechos de emisión conceptualmente similar a la que actualmente se aplica a la evolución del precio de los combustibles.

8.3 MEDIDAS DIRIGIDAS A OTRAS BARRERAS

Las barreras que hemos identificado en la categoría de "otras" son aquellas que no afectan necesariamente a los ingresos o costes de los proyectos, pero que obstaculizan que se lleven a cabo. A continuación se describen las medidas propuestas

8.3.1 REGULACIÓN DE CONEXIÓN

Las condiciones de acceso a las redes de distribución y transporte son aspectos claves del éxito de los proyectos de cogeneración, hasta el punto de que pueden bloquear la ejecución de proyectos económicamente rentables.

Entre las condiciones de dicho acceso importantes para la viabilidad de los proyectos están:

- La relación entre la conexión del consumidor y del generador (que en muchos casos son la misma persona jurídica).
- La duración y complicación de los trámites para conseguir la conexión.
- El nivel de tensión de la conexión, en cuanto que comporte acometidas más largas.

Estas condiciones del acceso a la red son especialmente relevantes para aquellas instalaciones en las que, debido a su menor tamaño, el coste de este acceso representa una proporción mayor de los costes totales.

La regulación España no contempla todavía procedimientos específicos para el acceso a las redes de estas instalaciones de menor tamaño. Sin embargo, dada las características de estas instalaciones, su conexión no produce en la red el mismo impacto que las instalaciones mayores, y por tanto podrían estar sujetas a requisitos menos exigentes. Además, el desarrollo de estos procedimientos vendrá impuesto en el futuro por la necesaria transposición de la Directiva 2009/28/CE, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

De cara a aliviar la barrera que suponen los requisitos de acceso a las redes, se debería agilizar la aprobación del real decreto actualmente en elaboración sobre regulación de la conexión a la red de instalaciones de pequeña potencia. Este real decreto debería tener como objetivos mínimos:

- La adaptación de los requisitos del proceso al impacto de la instalación en la red, habilitando un procedimiento simplificado para las instalaciones a las cuales se les pueda presumir un impacto nulo
- La clarificación de los aspectos de conexión y medida para evitar que se den soluciones no homogéneas entre los distintos operadores de red, o entre distintas instalaciones

8.3.2 INCENTIVOS PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO

Es importante adaptar el sistema de promoción actual de la cogeneración para disminuir las barreras a la participación en el mercado mayorista de generación. La regulación española ha promovido activamente la participación de las centrales acogidas al régimen especial en el mercado de generación. El sistema eléctrico se beneficia de esta participación por cuanto las plantas, al estar expuestas al precio de mercado, alteran su comportamiento en función de las necesidades del sistema. En el caso de centrales no gestionables, dicha alteraciones pueden implicar mejorar las previsiones de producción para evitar el coste de desvíos o trasladar los planes de mantenimiento a los periodos de menor precio, como primavera o por las noches. En el caso de centrales gestionables, como la cogeneración, las aportaciones al sistema se pueden asemejar a las de una planta de régimen ordinario. Por su parte, las plantas que participan en el mercado esperan recibir una mayor retribución, bien a través un precio medio mayor (si trasladan su producción a horas de mayor precio), o de la contraprestación por participar en los mercados de operación.

Sin embargo, la participación en el mercado también supone asumir mayores costes y riesgos. Los costes se originan tanto al variar el programa de generación, como por la necesidad de participar activamente en el mercado. Los riesgos por su parte son consecuencia de la volatilidad del precio de mercado.

En los últimos años, esta volatilidad ha tendido a aumentar como consecuencia de las tensiones internacionales sobre el precio de los combustibles y la mayor participación de fuentes de generación no gestionables. Cuando un cogenerador elige la modalidad de venta a mercado, que implica permanecer en ella durante al menos un año, debe asumir por tanto que el precio que va a recibir puede tener grandes oscilaciones, tanto en el corto como en el medio plazo.

En teoría un cogenerador podría cubrirse del riesgo que supone esta volatilidad vendiendo en un mercado a futuro parte de la energía que va a producir durante el siguiente año, y recibiendo por ello un precio fijo. Esta cobertura se podría realizar en mercados organizados como OMIP, CESUR o a través de un intermediario que lo contacte con una

contraparte interesada (lo que se denomina mercados *Over the Counter*, OTC).²⁵ Sin embargo, esta opción en la práctica puede no estar disponible para una parte de los cogeneradores. La participación en estos mercados a futuro implica costes de transacción (adherirse al mercado, garantías y avales, costes de formalización de contratos...) que representarían una proporción demasiado grande del valor de la energía que se pretende vender. Por lo tanto, la participación en el mercado, especialmente para las instalaciones de menor tamaño, se ve limitada porque no es fácil cubrir el riesgo que supone.

Desde un punto de vista de cobertura, la opción actual de venta a tarifa actúa de manera similar a un contrato a futuro durante el año de permanencia mínima en esta opción. Sin embargo, debido al tiempo mínimo de permanencia, a que cubre el 100% de la energía al mismo precio, y a que no permite la participación en los servicios de ajuste del sistema, dicha opción no permite aprovechar las ventajas de participación en el mercado.

Una forma de aportar esta cobertura sobre los ingresos para las instalaciones que han escogido la opción de mercado sería establecer trimestralmente la prima en función de los precios de mercado esperados, por ejemplo en referencia a las subastas CESUR. En la sección 9.3 se desarrollan algunas opciones para implementar de forma práctica esta medida.

8.3.3 LÍMITE DE CAPACIDAD EN EL SISTEMA DE PRIMAS

El objetivo de la siguiente propuesta es adaptar los límites actuales a la promoción de la cogeneración a la luz de los objetivos de eficiencia energética que se persiguen. En particular, se trataría de reconciliar la normativa española con la Directiva Europea sobre fomento de la cogeneración.²⁶

Esta Directiva establece el marco europeo actual para los planes de fomento de la cogeneración, poniendo como requisito que esta sea de alta eficiencia, es decir, que represente al menos un 10% de ahorro de energía primaria.²⁷ La Directiva Europea ha inspirado el marco actual de fomento de la cogeneración de alta eficiencia en España, establecido en el Real Decreto 661/2007; no obstante, este Real Decreto presenta dos grandes diferencias respecto al marco definido en la Directiva. Por un lado, el requisito de eficiencia se basa en el Rendimiento Eléctrico Equivalente en lugar de en el Ahorro de Energía Primaria. Por otro, se establece un límite adicional al mecanismo de promoción basado en la potencia de las plantas.

El régimen general de promoción solo abarca a plantas de hasta 50 MW, en virtud del límite de capacidad para pertenecer al régimen especial impuesto en la Ley del Sector Eléctrico.²⁸ Complementariamente, el art. 30.5 de la citada Ley habilita al Gobierno para fijar un complemento retributivo a las instalaciones de cogeneración de más de 50 MW. En virtud de ello se establece una prima decreciente para las plantas de cogeneración que cumplan el requisito de eficiencia y tengan entre 50 y 100 MW. Esto nuevamente, es un problema derivado de la ausencia de un marco regulatorio específico para la cogeneración basado en los ahorros de energía primaria que genera.

Dado que es posible que exista potencial de cogeneración que se pudiera abastecer con plantas de más de 100 MW, este límite supone una distorsión en las decisiones de los agentes. Estos podrían optar por construir una instalación cubierta por el sistema actual de

²⁵ Podría obtener una cobertura parcial participando en las subastas CESUR, ya que hasta la fecha en estas subastas no se han subastado productos anuales.

²⁶ Directiva 2004/08/CE, transpuesta al ordenamiento español a través del Real Decreto 616/2007

²⁷ En el caso de las plantas de pequeña escala y microgeneración es suficiente con que haya ahorro de energía primaria.

²⁸ Ley 54/1997

promoción, y cubrir el resto de la demanda de calor útil con tecnologías convencionales no eficientes.

En definitiva este límite de capacidad estaría en conflicto con los objetivos de la Directiva Europea de fomento de la cogeneración debido a las distorsiones que ocasiona. Por ello, parece justificado replantearse estos límites de cara a acceder al sistema de promoción de la cogeneración.

8.3.4 EFICIENCIA ENERGÉTICA EN LAS ADMINISTRACIONES PÚBLICAS

Resulta crítico y urgente mejorar los incentivos para la toma de decisiones que impliquen eficiencia energética en el entorno de las Administraciones Públicas.

Los proyectos de cogeneración operativos en España se han realizado mayoritariamente ligados a sectores industriales intensivos en energía. En estos sectores la cantidad y calidad de la energía es una variable importante del proceso productivo y su coste un factor clave de su competitividad. Debido a que estas empresas operan en entornos competitivos, la reducción del coste energético ha sido una motivación clave para la puesta en marcha de estos proyectos.

Una buena parte del potencial no explotado de cogeneración se encuentra en instalaciones operadoras por la Administración pública. Estas instalaciones operan en sectores económicos donde la competencia es menor, y el coste final del servicio no representa una variable tan importante en la gestión. Por lo tanto, los incentivos proporcionados a los gestores para la minimización del coste energético no han sido tan fuertes como en otros sectores, y esto explica la poca implantación de soluciones de eficiencia energética.

En los últimos años la preocupación sobre las medidas de eficiencia energética ha ido en aumento debido al coste económico que supone la alta intensidad energética relativa de la economía española y a los esfuerzos actuales de consolidación fiscal. Esta preocupación se pone de manifiesto en los esfuerzos llevados a cabo por el IDAE, pero que son insuficientes si no existen mejores incentivos para la toma de decisiones. Sin embargo, alinear los incentivos de los gestores con los intereses de la Administración resulta complicado pues exige modificaciones de gran calado ajenas a la política energética.

Existen algunas medidas que han mostrado su efectividad a la hora de introducir incentivos indirectos en la toma de decisiones. Estas decisiones pasan por incentivar el efecto reputación e imagen exterior de las Administraciones y gestores implicadas. En especial mediante la comparación con grupos de iguales. Las medidas que se podrían introducir son:

- Dar publicidad a las mejores prácticas de medidas de eficiencia energética en la Administración
- Publicar informes periódicos sobre la intensidad energética en la prestación de servicios públicos en las distintas comunidades autónomas e instalaciones individuales. Los ahorros de energía primaria resultantes de las plantas de cogeneración se computarían como menor consumo. Por ejemplo:
 - Consumo energético per cápita de los sistema de salud y educación autonómicos, y su evolución
 - Lista de los mayores consumidores de energía entre las instalaciones públicas

Estas medidas de transparencia y comparación suponen un primer paso en la introducción de incentivos a la eficiencia energética para los gestores de instalaciones públicas. Estos incentivos pretenden alinear los intereses de los gestores con los de las Administraciones que los nombran: minimización del coste energético e incremento de la eficiencia energética.

8.3.5 TRATAMIENTO DE LA MICROCOGENERACIÓN

Se denomina microcogeneración a la cogeneración de menos de 50 kW. Los avances tecnológicos recientes sobre telegestión, gestión de la red de distribución y en la eficiencia de las propias plantas apuntan a que este tipo de tecnología puedan tener un importante desarrollo en los próximos años de la mano de las ventajas que aportan en eficiencia energética y ahorro de costes, ya que producen en el lugar de consumo. El objetivo de esta propuesta es por tanto permitir el despliegue de estas tecnologías.

La microcogeneración está incluida dentro de lo que se considera cogeneración de pequeña escala, con menos de 1 MW eléctrico de potencia. La mayor parte de la problemática de la microcogeneración es extensible también al resto de la cogeneración de pequeña escala, así como las medidas propuestas.

Actualmente la microcogeneración, al igual que otras tecnologías de microgeneración, no cuenta con un marco normativo específico, estando sometidas a la normativa general del régimen especial. Sin embargo, la pequeña escala de este tipo de proyectos implica que su estructura de costes difiere sustancialmente de la de las plantas de cogeneración convencionales. En particular, aquellos costes que no varían con el tamaño de la planta tienen una relevancia especial en proyectos cuyo presupuesto es generalmente reducido.

A pesar de estar englobado en la misma normativa que las instalaciones que usan energías renovables, sí existe discriminación contra la microcogeneración en algunos otros desarrollos normativos de apoyo, como en el caso de la normativa técnica de edificación. Esta normativa viola los principios de neutralidad tecnológica al no fijar los requisitos en función de los objetivos – eficiencia energética, producción libre de CO₂– sino de soluciones tecnológicas concretas.

Dentro de la normativa general tampoco se contempla un tratamiento administrativo y un sistema de liquidaciones diferenciado para plantas de menor escala. Sin embargo, la experiencia ganada con el desarrollo de las plantas fotovoltaicas, en general de pequeña potencia, muestra que el sistema actual no es el más adecuado para aprobar, auditar y liquidar un número elevado de plantas.

La heterogeneidad de las plantas de microcogeneración, debido a que las soluciones se adaptan a cada cliente y el avance tecnológico incorpora novedades constantemente, hace inadecuado el sistema retributivo actual. Este sistema se basa en la determinación de retribuciones diferentes según las características de las plantas, y en el caso de plantas tan heterogéneas llevaría a un gran nivel de complejidad y falta de transparencia del sistema. Por ejemplo, el régimen económico estándar:

- no discrimina suficientemente según el nivel de potencia²⁹;
- no discrimina según el combustible, lo cual implica que algunas opciones son más difíciles de desarrollar (microcogeneración con GLP, biomasa, gasoil,...); y
- es más difícil discriminar según los usos energéticos diferentes: energía mecánico, calor, frío, trigeneración,...

Por último, en el caso de la microcogeneración el consumidor y productores son en muchas ocasiones el mismo cliente y la existencia de contratos de acceso diferenciados para la importación y exportación de electricidad dificulta la gestión administrativa de las conexiones.

Una propuesta de mejora podría basarse en los siguientes puntos, que son descritos con más detalle en la sección 9.4:

²⁹ Distinguir entre bloques de 0,5 MW de potencia no es suficiente en plantas de pequeño tamaño

- Desarrollo del concepto de "net metering".
- Sustitución de las primas a la producción por mecanismos de subvenciones a la instalación de potencia.

La implementación de un nuevo sistema de apoyo específico para la microgeneración tendría las siguientes ventajas

- Reducción de trámites administrativo, que implica la reducción de costes para los promotores y la Administración
- Eliminación de la posibilidad de fraude, y el coste de inspección relacionado
- Mejor control sobre la potencia de los flujos en las redes
- Mayor facilidad para reconocer retributivamente a la distribución los costes asociados con la generación distribuida.
- Mayor facilidad para implantar medidas de gestión de la demanda

9 APÉNDICE I: OPCIONES PARA EL DESARROLLO DE LAS MEDIDAS PROPUESTAS

El objetivo de este apéndice es ofrecer una descripción detallada de algunas de las propuestas presentadas en la sección anterior.

9.1 ALTERNATIVAS PARA LA PROMOCIÓN PÚBLICA BASADA EN EL AEP

En la sección 8.1.1 se planteaba la necesidad de re-alinear la normativa española con la Directiva Europea, para que el incentivo a la cogeneración tenga una relación directa con el ahorro de energía primario que se consigue. Entre otras posibles, existirían las siguientes opciones no excluyentes:

- Que parte del esquema de promoción, al menos el complemento por eficiencia energética, sea calculado sobre el total de la energía producida, en lugar de sobre la energía vertida.
- Que el cálculo de dicho complemento tenga en cuenta el Ahorro de Energía Primario tal y como lo calcula la directiva.

Estas medidas deberían ser introducidas sin afectar al resto del esquema de fomento. En particular existe el riesgo de que si se retribuye el total de la generación en lugar de la vertida se re-escalen las tarifas y primas hacia abajo, para mantener el coste del sistema igual. Esto afectaría tanto a las instalaciones que:

- Debido a la conexión solo podrán seguir un esquema todo-todo, ya que la prima que reciben bajaría.
- A aquellas que auto-consumen solo un poco (menos de la media), ya que lo que ganarán por la prima al total no compensará la bajada sobre la prima a la exportación.

Esta propuesta también implica riesgos para las plantas actuales, ya que la Administración podría implantar los cambios de forma retroactiva

9.2 ALTERNATIVAS PARA LA ELIMINACIÓN DE ESCALONES EN LA FUNCIÓN DE PRIMAS

En la sección 8.1.2 se sugería una alternativa para evitar las distorsiones en la toma de decisión sobre el tamaño óptimo de las plantas de cogeneración y su expansión posterior. El objetivo de esta sección es describir una opción para el desarrollo de esta medida. También se contempla una opción alternativa para el caso en el que siguiesen existiendo escalones retributivos y que iría dirigida a solventar los incentivos inadecuados para la expansión de plantas.

La siguiente tabla muestra un ejemplo de la función lineal propuesta. La ventaja de esta forma de expresar la función es que el valor de la tarifa para cada bloque de potencia forma parte de fórmula, con lo cual se puede garantizar que la nueva función no da lugar a un nivel retributivo medio diferente.

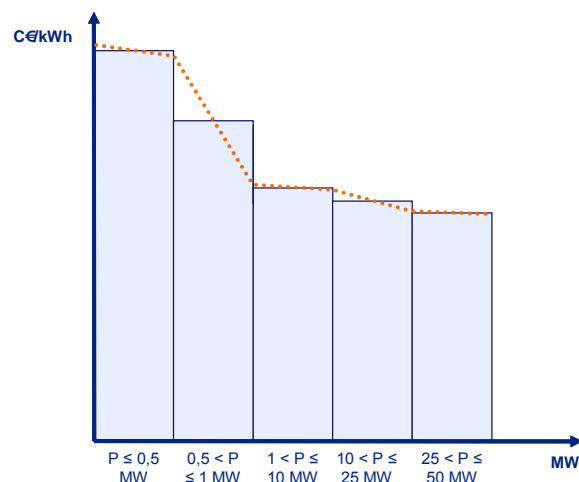
Figura 10 – Propuesta de tarifas por potencia

Tramo de potencia	Tarifa actual	Fórmula alternativa
$P \leq 0,5$ MW	13,8209	$14,000 - \frac{2 * (14,000 - 13,8209)}{0,5} * P$
$0,5 < P \leq 1$ MW	11,3413	$13,6418 - \frac{2 * (13,6418 - 11,3413)}{0,5} * (P - 0,5)$
$1 < P \leq 10$ MW	8,9636	$9,0408 - \frac{2 * (9,0408 - 8,9636)}{9} * (P - 1)$
$10 < P \leq 25$ MW	8,5031	$8,8884 - \frac{2 * (8,8884 - 8,5031)}{15} * (P - 10)$
$25 < P \leq 50$ MW	8,0712	$8,1198 - \frac{2 * (8,1198 - 8,0712)}{25} * (P - 25)$

Tarifas según la orden ITC/1732/2010, de 28 de junio

Además de mejorar los incentivos para que los agentes adapten el tamaño de las plantas a la demanda de calor útil, con esta medida se consigue ajustar la retribución percibida por cada planta a sus costes reales, ya que estos no presentan las discontinuidades de la actual retribución, sino que evolucionan en función de la potencia de la planta. La siguiente figura muestra de manera gráfica una comparación entre ambos sistemas.

Figura 11 – Eliminación de los escalones en la retribución



La medida propuesta racionaliza el régimen retributivo al ligar de manera más directa retribución y coste. De esta forma también contribuiría a solventar otros problemas consecuencia del sistema de los escalones actuales, como el régimen retributivo de las nuevas ampliaciones de las instalaciones existentes. La siguiente sección desarrolla una medida alternativa para esta problemática.

Si la función lineal por bloques no se desarrollase y siguiesen existiendo saltos retributivos se podría intentar igualmente paliar los incentivos distorsionados para el aumento de potencia de las plantas ya existentes mediante otras propuestas.

La barrera actual surge porque la demanda de calor útil de los consumidores suele variar con el tiempo, y para aprovechar al máximo el potencial de cogeneración y la eficiencia energética que se deriva de su uso, las plantas de cogeneración deben poder adaptarse a estos cambios, aumentando su potencia instalada según aumenta la demanda de calor.

Actualmente, las tarifas y primas están definidas por bloques de potencia. Para la determinación del bloque de potencia que corresponde a una instalación, se suma las potencias de todas las instalaciones que tengan en común al menos un consumidor de

energía térmica (o que la energía residual que utilizan provenga del mismo proceso industrial), a menos que hayan transcurrido al menos cinco años entre la puesta en marcha de las distintas instalaciones. Al realizarse esta suma puede darse el caso de que la potencia resultante implique un cambio del bloque de potencia de la función de retribución.

Cuando la ampliación de capacidad resulta en una disminución total de la retribución, se desincentiva la instalación de esta potencia adicional, obstaculizándose la deseable adaptación de la potencia a la demanda de calor útil. Esta disminución es, además, injustificada, ya que aunque los costes de estas ampliaciones son ciertamente menores que los correspondientes a una planta totalmente nueva de la misma potencia, los costes de la planta existente no se reducen, por lo que la retribución de la planta original no debería verse afectada.

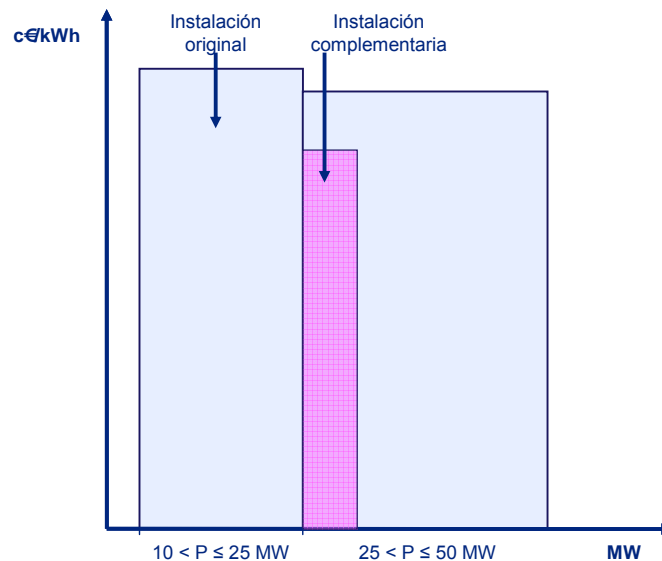
Los costes de realizar una ampliación de capacidad no planificada son diferentes a los de llevar a cabo un proyecto de cogeneración por fases. Como el objetivo de la regulación actual reside en proporcionar una rentabilidad razonable a las plantas, ambas situaciones deben tratarse de forma distinta. La regulación actual distingue ambas situaciones por medio del plazo de cinco años, por debajo del cual se suman las potencias de las plantas. Sin embargo, dicho criterio no es perfecto y puede dar lugar a una discriminación injustificada de algunos proyectos. Como la demanda de calor no suele poder esperar varios años para cumplir este plazo, es probable que se instalen tecnologías alternativas de generación de calor. Una vez instaladas, no sería económicamente justificable su sustitución por plantas de cogeneración hasta pasados muchos años. Este problema sólo surge cuando la potencia de las instalaciones de cogeneración están cerca del límite entre los bloques de retribución, y la adición de potencia supone un pasar de un bloque a otro.

Entre las medidas posibles estarían:

- Reducción del plazo de cinco años pero incorporando requisitos adicionales que justifiquen una ampliación de capacidad no previsible en el momento de la instalación (por ejemplo debido a un nuevo proceso productivo, o el aumento de la producción)
- Creación de una categoría retributiva nueva, denominada "instalación complementaria". Esta categoría acogería a las instalaciones que cumplieran dos condiciones:
 - Suponen aumentos de potencia de las instalaciones existentes, pero han sido construidas con posterioridad a la planta original (y que no pueden ser considerados como modificaciones sustantivas).
 - Sea solicitado por el promotor, ya que el promotor sólo lo solicitará cuando se pudiera producir un cambio de bloque de retribución, y no cuando la planta ampliada permanezca en el mismo bloque.

La prima que se asigne a estas instalaciones debería ser menor que la prima resultante si se sumaran ambas capacidades, de forma que la retribución media total de las dos plantas, la original y la complementaria, se situaría en algún punto intermedio.

Figura 12 – Creación de la categoría de “instalaciones complementarias”



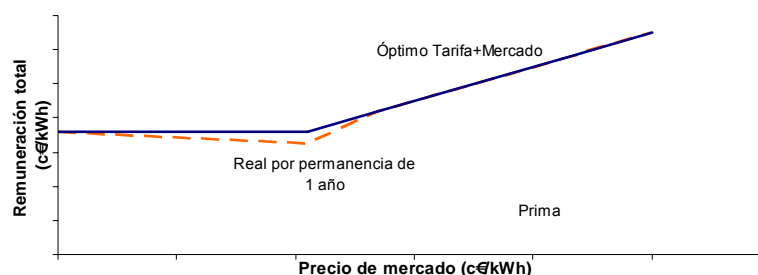
Esta propuesta minimiza las distorsiones de los promotores sobre el tamaño inicial de las plantas de cogeneración y sobre las expansiones posteriores de estas, ya que al reconocer explícitamente que una ampliación de capacidad supone costes diferentes que la construcción inicial de esa capacidad, se ajusta la retribución a los costes reales de la actividad. Como se ha señalado en la sección anterior, para evitar esta distorsión bastaría con eliminar la existencia de estos escalones.

9.3 ALTERNATIVAS PARA LA INTRODUCCIÓN DE INCENTIVOS A LA PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO

El objetivo de esta sección es presentar distintas alternativas para el desarrollo de las medidas propuestas en la sección 8.3.2, que pretendía aumentar los incentivos actuales a la participación en el mercado.

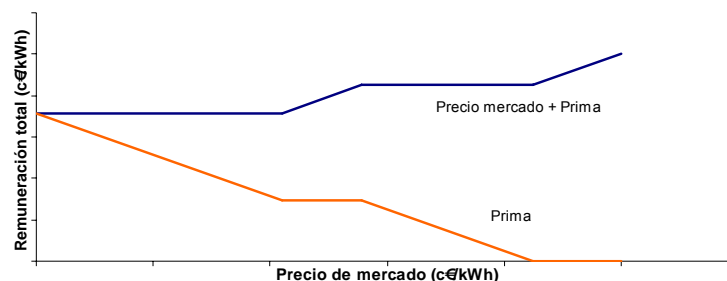
Estas propuestas se podrían introducir sólo para plantas nuevas, o proponer incluso para el parque actual si supone una ventaja clara. Sin embargo la negociación en ambos casos podría ser diferente, ya que al si se ofrece una mejora al parque actual es posible que el Ministerio solicite una contraprestación.

La situación actual es que debido al periodo de permanencia de 1 año en cada opción de venta, los beneficios reales de las plantas son menores que los posibles. Esto genera que en situaciones de precios de mercado bajistas, las instalaciones sobre-reaccionan huyendo en busca de la cobertura de la tarifa regulada. Las opciones propuestas mejoran las opciones de permanecer en el mercado cuando el precio de mercado baja, aunque probablemente sería a coste de renunciar a algo cuando sube.

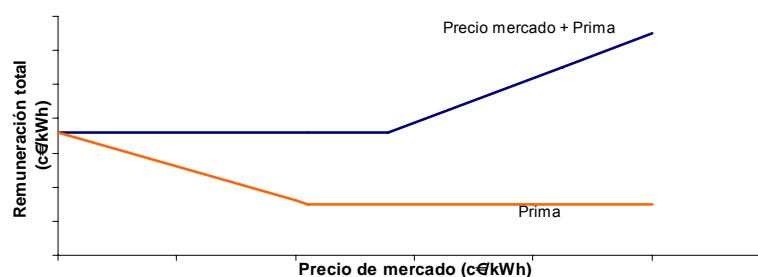


Dentro de las alternativas a analizar pueden citarse:

- Disminuir el plazo de permanencia en cada opción de 1 año a 3 meses. Esta propuesta aumenta el valor de la opción de pasar al mercado a tarifa, ya que permite evitar periodos cortos de precios bajos. Es difícil que esta opción sea aceptada sin una contraprestación por parte de los cogeneradores.
- Aplicar el sistema actual de prima por diferencias de las fuentes renovables (similar a un *collar*), pero aplicado trimestralmente. La ventaja de este sistema es que ya se aplica. Los valores del collar se seguirían actualizando por IPC y combustibles al igual que el sistema de primas actual. El impacto económico depende de los límites superior e inferior que se apliquen. Antes del comienzo de cada trimestre, y coincidiendo con la subasta CESUR, el Ministerio estimaría el valor de la prima teniendo en cuenta el precio de la subasta
 - $CESUR < Tarifa \rightarrow Prima = Tarifa - CESUR$
 - $CESUR > Tarifa \text{ y } < Techo \rightarrow Prima = prima \text{ actual}$
 - $CESUR > Techo \rightarrow Prima = Techo - CESUR$



- Ajustar el esquema de estimación de las primas actuales. La prima se determina por diferencia entre la tarifa y el precio de mercado (futuro a tres meses) pero mantiene el mínimo de la prima actual. En principio esta opción sería equivalente a reducir de 1 año a 3 meses la obligación de permanencia en la misma opción de venta, simplemente que en una versión más sofisticada, y por ende, tiene los mismos potenciales problemas que la primera alternativa.



Dado que los valores que se fijarían serían fruto de una negociación, es posible que los valores de suelo sean inferiores a los de la tarifa actual (como ocurre con las eólicas) aunque los beneficios totales del esquema sean mayores.

9.4 OPCIONES PARA EL TRAMIENTO DE LA MICROGENERACIÓN

La sección 8.3.5 introduce una propuesta para la solución de la problemática asociada a la falta de un marco de apoyo específico para la cogeneración de pequeña escala, y específicamente para la microgeneración. La propuesta expuesta se basa en dos puntos, el desarrollo del *net metering* y el establecimiento de un sistema de subvenciones a la

instalación. A continuación se describe con más detalle la implementación de ambas medidas.

9.4.1 NET METERING

Con el término *net metering* pretendemos resucitar un viejo concepto de integración en las redes de las instalaciones de microgeneración en general, y microcogeneración en particular. El objetivo último de esta propuesta es facilitar la integración económica de estas instalaciones, considerando que la integración técnica depende de las condiciones de conexión tratadas en la sección 8.3.1.

Este concepto estaría compuesto por los siguientes elementos:

- Un único contrato de acceso a la red que da derecho para importar y exportar electricidad, con la posibilidad de limitar la potencia del flujo en ambos sentidos.
- La medición del flujo neto en el punto de conexión.
- El precio de venta del excedente de energía es igual al de compra. Esto implica:
 - Un único contrato de comercialización. El comercializador que vende la energía es el mismo que compra el excedente, a precio libre o regulado si es de último recurso. A su vez, los comercializadores de último recurso están obligados a tomar el excedente.
 - La existencia de aportaciones por ahorro de redes y pérdidas para las exportaciones de electricidad, esto es, que los usuarios cobren cuando exportan al igual que pagan cuando importan.

Este esquema solo tiene parcialmente en cuenta los costes evitados por la microcogeneración, ya que no existe una aportación por el valor monetario del ahorro de energía primario. Esto significa que es socialmente adecuado promover esta actividad con un incentivo adicional; nuestra propuesta, como se detalla a continuación es que este incentivo se materialice en la forma de subsidios a la inversión.

9.4.2 SUBVENCIONES A LA INSTALACIÓN

El sistema actual de promoción del régimen especial se basa en la retribución de la energía exportada. Este sistema ha mostrado su efectividad para la promoción de grandes proyectos dentro del régimen especial, pero puede no ser conveniente para la promoción de pequeñas instalaciones.

En especial, este sistema implica un periodo largo de recuperación de la inversión, inadecuado para clientes menos sofisticados con menor posibilidad de acceder a financiación. Además, debido a que el precio de compra de energía incluye una prima alta y específica por tecnología, es necesario un control administrativo del origen real de la energía, a través de inspecciones u otros mecanismos.

Debido a estos inconvenientes, la instalación de plantas de menor tamaño podría verse más favorecida con un sistema de subvenciones a la instalación. La percepción de una suma inicial disminuiría el riesgo de recuperación del coste de inversión. Debido a que esta subvención nunca cubriría el total de este coste, los propietarios tendrían incentivos para operar eficientemente la instalación durante los años de funcionamiento de esta.

9.4.3 VENTAJAS DE LAS PROPUESTAS

Mediante los mecanismos propuestos, la puesta en marcha de instalaciones de pequeña potencia no requeriría de la petición de la inclusión en el régimen retributivo del régimen especial, ni el control posterior de la producción de cara a liquidar el sistema de primas.

La práctica ausencia de trámites administrativos implica la reducción de los costes administrativos soportados por los promotores de las instalaciones – particulares, administradores de fincas, empresas de servicios energéticos...-, así como por la propia Administración, por ejemplo, por los costes del sistema de liquidaciones de primas.

Debido a que en ningún momento el precio de venta de los excedentes es mayor el precio de compra de la electricidad por parte del usuario, se elimina la posibilidad de fraude en el sistema, con lo que se hacen innecesarias las auditorias de las instalaciones.³⁰

La existencia de un solo contrato, y un solo punto de conexión, para la compra y la venta de la electricidad permite además la instalación de instalaciones de control de potencia en ambos sentidos, lo cual facilita la gestión de las redes.

Por último, un sistema de contratos únicos y aportación por ahorro de redes y pérdidas aumenta la información disponible para las decisiones del regulador. Esta información puede ser utilizada para:

- Mejorar el tratamiento retributivo de las redes, específicamente, ajustar la regulación para generar los incentivos necesarios para que los operadores de red favorezcan la microgeneración.
- Creación de tarifas de acceso más sofisticadas en baja tensión que mejoren la gestión de la demanda.

Mecanismos activos de gestión de la demanda a través de la telegestión, por ejemplo de reducción de demanda en situaciones de estrés del sistema.

³⁰ Ya que en lugar de primas habría un reconocimiento de costes evitados a través del pajes de acceso negativo. Los peajes negativos serían descontados por el comercializador de los peajes que le debe pagar al distribuidor en concepto de energía entregada a los clientes. El distribuidor a su vez declararía al sistema de liquidaciones unos ingresos netos menores, pero recibiría la misma remuneración regulada

10 APÉNDICE II: ESTIMACIÓN DE LOS COSTES EVITADOS

El objetivo de este apéndice es exponer la metodología seguida para la estimación de los costes evitados en España por las plantas de cogeneración actuales y los cálculos resultantes. Estos cálculos están basados en información real de los mercados de generación y coste regulados. Estos costes se han agrupado según su origen en tres categorías:

COSTE SECTORIAL (miles €)
Coste sectorial de la generación evitada
-Coste sectorial de la cogeneración
Ventas de energía al sistema
Prima equivalente
Coste sectorial neto
COSTES EVITADOS (miles de €)
Redes
Pérdidas en las redes
Ahorro de energía primaria
CO2
Seg. Sum
Total Costes Evitados

10.1 COSTE SECTORIAL

10.1.1 COSTE SECTORIAL DE LA GENERACIÓN EVITADA

Los costes sectoriales de la generación evitada representa el valor dentro del sector eléctrico de la energía eléctrica generada por la cogeneración. Este valor viene dado por dos componentes, el valor de la energía y el valor de la capacidad aportados.

10.1.1.1 COSTE DE GENERACIÓN DE LA ENERGÍA CONSUMIDA

Aunque el objetivo de la cogeneración es satisfacer una demanda de calor útil, el proceso de cogeneración produce adicionalmente energía eléctrica, que o bien es consumida por el mismo cliente, o es exportada a las redes. Si la cogeneración no llevara a cabo la producción de electricidad, esta tendría que se llevada a cabo por medios convencionales y comprada en el mercado mayorista. Por lo tanto consideramos que el valor de esta electricidad es su precio en el mercado de generación. Para estimar el valor medio de la electricidad producida se multiplica el precio medio del mercado diario en cada periodo tarifario por la producción de la cogeneración en cada periodo. Para obtener esta producción por periodo multiplicamos la producción total de cada categoría de cogeneración por su perfil de producción.³¹

³¹ Esta metodología sólo permite obtener una aproximación al valor real debido a que los cálculos no se realiza teniendo en cuenta el perfil real de producción y precios horarios.

$$Valor_{energía} = Perfil_{periodo, potencia} \times Prod Total_{potencia} \times Precio_{periodo}$$

Las siguientes tablas muestran la información de perfiles, producción total y precios medios utilizados en la estimación.

Tabla 7 – Perfiles de producción de las plantas de cogeneración

Potencia \ periodo	P > 50	25 < P ≤ 50	10 < P ≤ 25	1 < P ≤ 10	0,5 < P ≤ 1	P ≤ 0,5
1	7,5%	7,2%	7,2%	9,8%	15,7%	15,7%
2	10,4%	9,8%	9,8%	13,5%	21,8%	21,8%
3	5,6%	5,9%	5,9%	7,2%	11,7%	11,7%
4	9,3%	9,9%	9,9%	12,1%	19,4%	19,4%
5	11,8%	12,6%	12,6%	15,4%	24,7%	24,7%
6	55,4%	54,6%	54,6%	42,0%	6,8%	6,8%

Fuente: COGEN España

Tabla 8 – Electricidad producida por categoría de potencia³²

	2009	2008
50 < P ≤ 100 MW	3.802	3.469
25 < P ≤ 50 MW	9.554	9.831
10 < P ≤ 25 MW	10.887	10.728
1 < P ≤ 10 MW	7.798	7.569
0,5 < P ≤ 1 MW	451	352
0,000 < P ≤ 0,5 MW	1	1
TOTAL	32.493	31.948

Fuente: CNE, Información Estadística sobre las Ventas de Energía del Régimen Especial

Tabla 9 – Precio medio en OMEL por periodo tarifario

€/MWh	1	2	3	4	5	6	TOTAL
2009	45,78	41,36	42,32	38,04	39,34	33,77	36,96
2008	77,91	69,16	74,24	69,18	65,47	59,87	64,43

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos horarios de OMEL y la definición de periodos tarifarios contenida en la orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre

10.1.1.2 COSTE DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN

Las plantas de cogeneración producen prioritariamente durante el día en días laborables. En esas horas es en las que se producen las puntas de demanda del sistema. Por lo tanto la cogeneración contribuye a cubrir las puntas de demanda, evitando el coste de inversión en otras tecnologías.

El valor de la capacidad aportada se ha obtenido como el producto entre la capacidad aportada estimada y el valor de dicha capacidad.

$$Valor_{capacidad} = Potencia Aportada \times Valor Capacidad$$

La estimación de la capacidad aportada se ha basado en las horas medias de funcionamiento, ya que es poco probable que toda la potencia instalada esté funcionando simultáneamente. Para hallar la potencia se ha utilizado el inverso de las horas de

³² La energía producida por categoría se ha obtenido a partir de la energía vertida, multiplicando por el ratio entre energía producida total y vertida total.

funcionamiento como factor de potencia. Este factor permite convertir la producción anual en potencia aportada.

Tabla 10 – Estimación de potencia de reserva aportada al sistema

Potencia Instalada <i>MW</i>	Horas <i>#</i>	Factor de potencia <i>MW / GWh</i>	Potencia 2009 <i>MW</i>	Potencia 2008 <i>MW</i>
+ 50 MW	8.400	0,119	453	413
25<P≤50 MW	7.896	0,127	1.210	1.245
10<P≤25 MW	7.896	0,127	1.379	1.359
1<P≤10 MW	6.456	0,155	1.208	1.172
0,5<P≤1 MW	4.016	0,249	112	88
≤0,5 MW	4.016	0,249	0	0

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de horas de funcionamiento COGEN

El valor de la capacidad que aporta el parque actual de cogeneración se ha estimado el pago por capacidad actual a los CCGTs (20.000 €/MW) por la capacidad en punta que pueden aportar los cogeneradores, estimada como el inverso al factor de carga.³³

10.1.2 COSTE SECTORIAL DE LA COGENERACIÓN

El coste sectorial de la cogeneración está constituido por dos partidas. Los ingresos que los cogeneradores reciben por las ventas de energía al mercado, y el coste para el sistema de liquidaciones debido a la retribución adicional que reciben.

En ambos casos estos costes están relacionados con la energía vertida a la red. La Tabla 11 muestra la energía vertida según el rango de potencia de las instalaciones.

Tabla 11 – Electricidad vertida por nivel de tensión

	2009	2008
50 < P ≤ 100 MW	2.511	2.291
25 < P ≤ 50 MW	6.311	6.494
10 < P ≤ 25 MW	7.192	7.086
1 < P ≤ 10 MW	5.151	5.000
0,5 < P ≤ 1 MW	298	232
0,000 < P ≤ 0,5 MW	1	0
TOTAL	21.463	21.104

Fuente: CNE, Información Estadística sobre las Ventas de Energía del Régimen Especial

10.1.2.1 VENTAS DE ENERGÍA AL SISTEMA

El valor de la energía vendida a al sistema por los cogeneradores se ha estimado multiplicando el precio medio del mercado diario en cada periodo tarifario (Tabla 9) por la energía vertida de la cogeneración en cada periodo. Para obtener esta energía por periodo multiplicamos la energía vertida total de cada categoría de cogeneración (Tabla 8) por su perfil de producción (Tabla 7).

$$\text{Retribución}_{\text{energía}} = \text{Perfil}_{\text{periodo, potencia}} \times \text{Prod Vertida}_{\text{potencia}} \times \text{Precio}_{\text{periodo}}$$

³³ ITC/2794/2007, punto decimosexto del Anexo III

10.1.2.2 PRIMA EQUIVALENTE

La prima equivalente es el verdadero coste para el sistema de los mecanismos de apoyo al régimen especial, una vez descontado el valor de la energía comprada a los generadores que han escogido la opción de venta mediante tarifa.

La Tabla 12 muestra el valor de la prima equivalente en los años 2009 y 2008 pagados a las instalaciones de cogeneración, desagregados según su opción de venta.³⁴

Tabla 12 – Prima Equivalente en 2009 y 2008

Rango de potencia	2009		2008	
	A mercado	A tarifa	A mercado	A tarifa
0,005 < P <= 0,1 MW		17		14
0,1 < P <= 1 MW	12	32.617	0	15.340
1 < P <= 2 MW	1.764	6.206	1.674	3.879
2 < P <= 5 MW	32.352	59.277	35.518	18.045
5 < P <= 10 MW	95.633	104.823	96.678	41.911
10 < P <= 15 MW	46.624	72.833	64.467	25.791
15 < P <= 25 MW	123.220	121.006	100.042	76.528
25 < P <= 30 MW	18.609	8.970	20.610	5.923
30 < P <= 50 MW	151.241	69.752	120.478	43.262
50 < P <= 100 MW	86.876		69.675	
TOTAL	556.331	475.500	509.142	230.695

Fuente: CNE, Información Estadística sobre las Ventas de Energía del Régimen Especial, y elaboración propia (ver nota al pie 34)

10.2 COSTES EVITADOS

Los costes evitados constituyen las aportaciones de la cogeneración al conjunto de la sociedad, al disminuir el coste total social del suministro energético.

10.2.1 COSTE EVITADO DE REDES

La cogeneración reduce las inversiones necesarias en redes de transporte y distribución, ya que las plantas de cogeneración se sitúan junto a los procesos que demandan su producción de calor, cerca de su vez de los puntos de consumo de electricidad. Por lo tanto, el recorrido de la electricidad que vierten hasta su consumo es menor, reduciendo la necesidad de acometer inversiones en las redes de transporte y distribución.

La estimación del ahorro de costes de red se ha realizado teniendo en cuenta los peajes por acceso a la red actuales.³⁵ En concreto se ha estimado los peajes que soportaría un consumidor con un perfil de consumo igual al perfil de producción de un cogenerador (Tabla 7), teniendo en cuenta tanto el término de energía como el término de potencia de las tarifas de acceso.

Las tarifas de acceso a la red actuales incluyen otros conceptos además de los costes regulados de transporte y distribución. Por este motivo solo se ha tenido en cuenta como coste evitado un porcentaje del total de la tarifa de acceso. Este porcentaje se ha calculado

³⁴ En 2008 todavía existían instalaciones acogidas a la opción de tarifa que vendían a través de distribuidora en lugar de representante. Por ello la prima equivalente en 2008 ha sido estimada aplicando a la energía vendida a través de la distribuidora la prima equivalente de la energía vendida a través de representante.

³⁵ Se han utilizado los peajes aprobados en la ORDEN ITC/3801/2008 para 2009, y los aprobados en la orden ITC 3860/2007 para 2008

como la proporción que suponen los costes de red sobre el total de recaudación. Este cálculo se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 13 – Ratio entre coste de redes y recaudación prevista por peajes

Conceptos	2009	2008
Recaudación prevista peajes	9.532.424	7.231.871
Cuotas con Destino Especifico	1.816.714	1.681.696
Primas RE	4.008.563	2.356.146
Costes Activ. Reguladas	8.632.357	7.962.241
Transporte	1.344.020	1.222.610
Distribución	5.384.477	4.733.735
Otros	1.903.860	2.005.896
Déficit	-4.925.210	-4.768.212
Ratio costes Transp. + Distr. / Recaudación total peajes	70,6%	82,4%

Fuente: CNE, boletines de liquidaciones

De cara a aplicar los peajes correspondientes, hemos utilizado la información disponible sobre el nivel de tensión de conexión de las instalaciones de cogeneración. La siguiente tabla muestra la producción total de cogeneración por categoría de planta y nivel de tensión.³⁶

Tabla 14 – Electricidad producida a las redes por la cogeneración según nivel de tensión

Potencia \ Nivel de tensión		NT0	NT1	NT2	NT3	NT4
2009	50 < P <= 100 MW	0	0	202	1.004	2.596
	25 < P <= 50 MW	0	1.146	4.409	2.023	1.976
	10 < P <= 25 MW	0	2.692	5.302	2.462	431
	1 < P <= 10 MW	0	5.230	2.150	379	39
	0,5 < P <= 1 MW	0	419	31	0	0
	0,000 < P <= 0,5 MW	0	0	0	0	0
2008	50 < P <= 100 MW	0	0	196	824	2.449
	25 < P <= 50 MW	0	1.154	4.477	1.877	2.323
	10 < P <= 25 MW	0	2.777	5.615	1.905	430
	1 < P <= 10 MW	6	5.221	2.077	260	5
	0,5 < P <= 1 MW	0	328	24	0	0
	0,000 < P <= 0,5 MW	0	0	0	0	0

Nota: No incluye la energía producida para la cuál no se conoce la tensión de la conexión

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CNE y el MITyC

La estimación de los costes evitados reflejados en el término de energía de las tarifas de acceso se ha realizado calculando la energía producida en cada periodo horario en cada nivel de tensión, según la siguiente fórmula:

$$\text{Costes Evitados Energía} = \sum_{NT, periodo} \left(\overline{\text{Prod total}}_{NT, potencia} \times \overline{\text{Perfil}}_{potencia, periodo} \right) \times \text{Coste Evitado}_{Energía, NT, periodo}$$

Los datos utilizados son la producción total por nivel de tensión (Tabla 8), el perfil de producción (Tabla 7), el porcentaje de coste de redes en las tarifas (Tabla 13) y el término de potencia de las tarifas de acceso.

La estimación de los costes evitados reflejados en el término de potencia de las tarifas de acceso se ha realizado calculando la potencia aportada en cada nivel de tensión. Para ello

³⁶ La producción total se ha obtenido como se explica en la nota al pie 34

se ha asumido que la potencia contratada es la misma en todos los periodos horarios.³⁷ La fórmula utilizada es la siguiente:

$$\text{Costes Evitados Potencia} = \sum_{NT, \text{periodo}} \text{Potencia Aportada}_{\text{potencia}} \times \frac{\text{Prod total}_{NT, \text{potencia}}}{\text{Prod total}_{\text{potencia}}} \times \text{Coste Evitado}_{\text{Potencia, NT}}$$

Los datos utilizados son la potencia aportada (Tabla 10), la producción total por nivel de tensión (Tabla 14), el porcentaje de coste de redes en las tarifas (Tabla 13) y el término de potencia de las tarifas de acceso.

10.2.2 COSTE EVITADO DE PÉRDIDAS EN LAS REDES

Las plantas de cogeneración se sitúan junto a los procesos que demandan su producción de calor, cerca a su vez de los puntos de consumo de electricidad. Por lo tanto, el recorrido de la electricidad que vierten hasta su consumo es menor, con lo que se evitan pérdidas en el transporte y distribución

Estas pérdidas se calculan para cada periodo horario aplicando los factores de pérdidas estándares al perfil de producción.^{38, 39} El valor de dichas pérdidas sería el valor de esta energía en el mercado.

$$\text{Costes Evitados Energía} = \sum_{NT, \text{periodo}} \left(\overline{\text{Prod total}}_{NT, \text{potencia}} \times \overline{\text{Perfil}}_{\text{potencia, periodo}} \right) \times \text{Factor Pérdidas}_{NT, \text{periodo}} \times \text{Precio}_{\text{periodo}}$$

10.2.3 AHORRO DE ENERGÍA PRIMARIO

La generación conjunta de calor y electricidad reduce el consumo de combustible necesario para su producción por separado. Esta reducción se traduce en un ahorro de energía primaria (AEP).

Se ha calcula el AEP de la cogeneración siguiendo las instrucciones de la Directiva Europea sobre fomento de la cogeneración aunque sin tener en cuenta el factor de corrección por nivel de tensión. Este ahorro se valora al coste del gas ahorrado en generación, cogiendo como valor del gas tanto para 2009 como 2008 20€/MWh gas.

Figura 13 – Estimación del Ahorro de Energía Primario

$$\text{PES} = \left(1 - \frac{1}{\frac{\text{CHP H}\eta}{\text{Ref H}\eta} + \frac{\text{CHP E}\eta}{\text{Ref E}\eta}} \right)$$

³⁷ Esto implica que se han sumado los términos de potencia de cada periodo tarifario

³⁸ Factores de pérdidas estándares aprobadas para los años de cálculo por la orden ITC/3801/2008 y el Real Decreto 1634/2006.

³⁹ Los factores de pérdidas estándares representan las pérdidas medias del sistema en ese periodo. Como las pérdidas aumentan exponencialmente a la energía circulada, las pérdidas realmente evitadas –marginales- sería el doble de las estimadas con los factores de pérdidas medias. Se han utilizado los factores estándares para simplificar la explicación.

Tabla 15 – Parámetros cálculo Ahorro de Energía Primario

Parámetros	Valores
REF _{Eη}	52,5%
REF _{Hη}	90,0%
Coefficiente C (E/H)	95,0%
CHP _{Eη}	36,5%
CHP _{Hη}	38,5%
Rendim. Global	75,0%
AEP (% de la energía inicial)	11,0%
AEP / Prod. eléctrica (%)	33,8%

La siguiente tabla muestra la estimación del Ahorro de Energía Primaria:

Tabla 16 – Estimación del Ahorro de Energía Primario

	20,09	2008
Producción cogen. (GWh)	32.493	31.948
AEP / Prod. eléctrica (%)	33,8%	33,8%
AEP (GWH)	10.967	10.783
Precio gas (€/MWh)	20	20
Valor AEP (miles €)	219.332	215.658

10.2.4 EMISIONES DE CO₂

El ahorro de energía primaria supone también un ahorro de emisiones al evitarse la combustión de combustibles fósiles. Las emisiones evitadas se cuantifican suponiendo que la electricidad ahorrada hubiera sido producida por un CCGT. Se multiplica el AEP por el rendimiento de un CCGT para estimar cuánta electricidad se hubiera producido y se aplica el factor de emisiones de los CCGT para obtener el total de toneladas de CO₂ evitadas. Esta cantidad se valora a 15,15 €/Tn.⁴⁰

Costes Evitados Energía = AEP × Rendimiento CCGT × Emisiones Específicas CCGT × Coste Derecho Emisión

Tabla 17 – Estimación del Ahorro de Energía Primario

	2009	2008
AEP (GWH)	10.967	10.783
Rendimiento CCGT	52,5%	52,5%
Emisiones CCGT (Tn/MWh)	0,37	0,37
Precio Derecho (€/EUA)	15,15	15,15
CO2 evitado (miles €)	32.273	31.733

10.2.5 SEGURIDAD DE SUMINISTRO

El ahorro de energía primaria reduce las importaciones de combustibles fósiles. Esto mejora la seguridad de suministro ya que se reduce el impacto de una posible interrupción de suministro. El valor de esta mejora de la seguridad se ha cuantificado en forma simplificada multiplicando el AEP por 1% del ratio del Producto Interior Bruto entre el consumo total de

⁴⁰ Se utiliza el mismo precio de C=2 para ambos años porque no ha habido grandes diferencias. Este valor corresponde a la cotización en Bluenext del Spot EUA 08-12, fuente: CNE, Boletín semanal de Futuros y OTC Eléctricos, Semana del 28 de junio al 2 de julio de 2010

energía primaria. Este 1% representa la probabilidad de que en un año concreto se produzca una situación de corte parcial en el suministro.

Tabla 18 – Valoración de la seguridad de suministro

	2009	2008
PIB (mill€)	1.051.151	1.088.502
Consumo energía prim. (ktep)	137.876	125.809
Consumo energía prim. (TWh)	1.603	1.463
PIB / Energía Primaria (€/MWh)	656	744
Prob. Ocurrencia	1%	1%
AEP (GWh)	10.967	10.783
Aportación a la Seg. Suministro	71.890	80.218