



Comisión

Nacional

de Energía

# **INFORME SOBRE LAS IMPLICACIONES DERIVADAS DE LA APROBACION DE LA NUEVA NORMATIVA COMUNITARIA EN MATERIA DE ENERGIA Y MEDIOAMBIENTE**

22 de julio de 2010

## INDICE

|          |  |           |
|----------|--|-----------|
| <b>0</b> | <b>INTRODUCCION Y OBJETO .....</b>   | <b>5</b>  |
| <b>1</b> | <b>EL TERCER PAQUETE LEGISLATIVO SOBRE EL MERCADO INTERIOR DE LA ENERGIA .....</b>                               | <b>11</b> |
| 1.1      | FORTALECIMIENTO DE LOS REGULADORES NACIONALES.....   | 12        |
| 1.1.1    | <i>REGULADORES INDEPENDIENTES.....</i>   | <i>12</i> |
| 1.1.2    | <i>LOS PODERES Y FUNCIONES DE LOS REGULADORES.....</i>   | <i>15</i> |
| 1.1.3    | <i>UNA CLARA DIMENSION COMUNITARIA Y REGIONAL .....</i>  | <i>20</i> |
| 1.1.4    | <i>LA TRANSPOSICIÓN AL CASO ESPAÑOL: LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA.....</i>                                    | <i>23</i> |
| 1.2      | LA AGENCIA PARA LA COOPERACION DE LOS REGULADORES ENERGETICOS.....   | 25        |
| 1.2.1    | <i>ASPECTOS ORGANIZATIVOS DE LA NUEVA AGENCIA .....</i>  | <i>26</i> |
| 1.2.1.1  | EL CONSEJO DE ADMINISTRACION .....   | 26        |
| 1.2.1.2  | EL CONSEJO DE REGULADORES .....  | 30        |
| 1.2.1.3  | EL DIRECTOR DE LA AGENCIA .....  | 36        |
| 1.2.1.4  | LA SALA DE RECURSO .....   | 38        |
| 1.2.1.5  | EL PERSONAL .....  | 40        |
| 1.2.2    | <i>AMBITO COMPETENCIAL DE LA NUEVA AGENCIA.....</i>  | <i>42</i> |
| 1.2.2.1  | TAREAS RELACIONADAS CON LAS AUTORIDADES REGULADORAS NACIONALES .....   | 42        |
| 1.2.2.2  | TAREAS RELACIONADAS CON OTRAS INSTITUCIONES COMUNITARIAS .....   | 43        |
| 1.2.2.3  | TAREAS RELACIONADAS CON ENTSO-E Y ENTSO-G .....  | 43        |
| 1.2.2.4  | OTRAS TAREAS.....  | 46        |
| 1.2.3    | <i>IMPLICACIONES PARA LA CNE .....</i>   | <i>48</i> |
| 1.3      | NUEVOS REQUERIMIENTOS SOBRE SEPARACION DE ACTIVIDADES.....   | 50        |
| 1.3.1    | <i>MODELOS Y ALTERNATIVAS PARA UNA SEPARACIÓN EFECTIVA DE LA ACTIVIDAD DE TRANSPORTE</i>                         | <i>50</i> |
| 1.3.1.1  | TSO NO INTEGRADO: SEPARACION DE PROPIEDAD .....  | 51        |
| 1.3.1.2  | MODELO ISO: GESTORES DE RED INDEPENDIENTES.....  | 52        |
| 1.3.1.3  | MODELO ITO: GESTOR DE TRANSPORTE INDEPENDIENTE .....   | 54        |
| 1.3.2    | <i>LAS INFRAESTRUCTURAS DE GNL Y ALMACENAMIENTOS.....</i>  | <i>56</i> |
| 1.3.3    | <i>LOS PROCESOS DE DESIGNACION Y CERTIFICACION .....</i>   | <i>59</i> |
| 1.3.4    | <i>EL CASO DE TERCEROS PAISES.....</i>   | <i>61</i> |
| 1.3.5    | <i>LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN.....</i>   | <i>62</i> |
| 1.3.6    | <i>LA TRANSPOSICIÓN AL CASO ESPAÑOL.....</i>   | <i>64</i> |
| 1.3.6.1  | EL SECTOR ELÉCTRICO .....  | 66        |
| 1.3.6.2  | EL SECTOR GASISTA .....  | 77        |
| 1.4      | NUEVOS MECANISMOS PARA REFORZAR LA SUPERVISION Y LA TRANSPARENCIA EN LOS MERCADOS<br>MAYORISTAS DE ENERGIA ..... | 91        |
| 1.4.1    | <i>ASPECTOS RELEVANTES EN MATERIA DE SUPERVISION DE LOS MERCADOS MAYORISTAS.....</i>                             | <i>91</i> |

|           |  |            |
|-----------|--|------------|
| 1.4.2     | <i>NUEVOS REQUISITOS SOBRE TRANSPARENCIA EN LA FORMACION DE LOS PRECIOS</i> .....  | 92         |
| 1.4.3     | <i>NUEVAS OBLIGACIONES DE REGISTRO DE LA INFORMACION EN MATERIA DE CONTRATOS<br/>SUSCRITOS CON CLIENTES MAYORISTAS</i> .....   | 94         |
| 1.4.4     | <i>LA TRASNPOSICION AL CASO ESPAÑOL</i> .....  | 95         |
| 1.4.4.1   | TRANSPOSICIÓN DE LAS NUEVAS OBLIGACIONES.....  | 96         |
| 1.4.4.1.1 | OBLIGACIONES DE TRANSPARENCIA EN LA FORMACIÓN DE PRECIOS.....  | 96         |
| 1.4.4.1.2 | OBLIGACIONES DE REGISTRO DE TRANSACCIONES.....   | 98         |
| 1.4.4.2   | UNA OPORTUNIDAD PARA FOMENTAR LA COOPERACIÓN ENTRE EL REGULADOR ENERGÉTICO Y EL<br>REGULADOR FINANCIERO ESPAÑOL.....   | 104        |
| 1.5       | MAYOR ATENCION A LOS MERCADOS MINORISTAS EN LA NUEVA NORMATIVA COMUNITARIA .....   | 106        |
| 1.5.1     | <i>REFORZAMIENTO DE LAS OBLIGACIONES DE SERVICIO PÚBLICO</i> .....   | 106        |
| 1.5.2     | <i>LA PROTECCION DEL CONSUMIDOR COMO PRIORIDAD DEL NUEVO ENFOQUE COMUNITARIO</i> .....   | 108        |
| 1.5.3     | <i>LA TRASNPOSICION AL CASO ESPAÑOL</i> .....  | 111        |
| 1.6       | NUEVOS REGLAMENTOS SOBRE CONDICIONES DE ACCESO A LAS REDES DE TRANSPORTE .....   | 114        |
| 1.6.1     | <i>LA CREACION DE LA RED EUROPEA DE GESTORES DE REDES DE TRANSPORTE: ENTSO-E y ENTSO-G</i><br><i>114</i>   |            |
| 1.6.2     | <i>LA COOPERACIÓN REGIONAL DE LOS GESTORES DE REDES DE TRANSPORTE</i> .....  | 118        |
| 1.6.3     | <i>NUEVAS OBLIGACIONES DE INFORMACION PARA LOS AGENTES DEL MERCADO</i> .....   | 120        |
| 1.6.4     | <i>LOS NUEVOS INSTRUMENTOS REGULATORIOS: LAS DIRECTRICES MARCO Y LOS CODIGOS DE RED</i>  | 125        |
| 1.6.5     | <i>NUEVOS CRITERIOS ECONOMICOS PARA LA GESTION DE CONGESTIONES</i> .....   | 129        |
| 1.6.6     | <i>NUEVAS RESPONSABILIDADES EN CUANTO A EXENCIONES DE NUEVOS INTERCONECTORES</i> .....   | 135        |
| <b>2</b>  | <b>EL PAQUETE DE MEDIDAS SOBRE CAMBIO CLIMATICO Y ENERGIA: EL PAQUETE VERDE</b> .....  | <b>137</b> |
| 2.1       | EL FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES .....  | 139        |
| 2.1.1     | <i>ASPECTOS RELEVANTES RELACIONADOS CON EL SECTOR ELÉCTRICO</i> .....  | 139        |
| 2.1.1.1   | REVISIÓN DE LA REGULACIÓN DEL ACCESO Y CONEXIÓN DEL RÉGIMEN ESPECIAL .....   | 140        |
| 2.1.1.2   | SISTEMAS DE APOYO CONJUNTO. SU POSIBLE EXTENSIÓN A NIVEL REGIONAL. TRANSFERENCIAS<br>ESTADÍSTICAS ENTRE ESTADOS MIEMBROS .....   | 142        |
| 2.1.1.3   | OBLIGACIÓN DE ELABORAR UN NUEVO PLAN DE ACCIÓN .....   | 143        |
| 2.1.2     | <i>ASPECTOS RELEVANTES RELACIONADOS CON EL SECTOR DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS</i> .....  | 145        |
| 2.1.3     | <i>LA TRASNPOSICION AL CASO ESPAÑOL</i> .....  | 149        |
| 2.1.3.1   | EN EL SECTOR ELÉCTRICO .....   | 149        |
| 2.1.3.2   | SOBRE LA ADAPTACIÓN TERMINOLÓGICA EN RELACIÓN CON EL MECANISMO DE FOMENTO DE<br>BIOCARBURANTES .....   | 152        |
| 2.1.3.2.1 | SOBRE LA DEFINICIÓN DE “BIOMASA”, “BIOCARBURANTE”, EL LISTADO DE BIOCABURANTES Y LAS<br>DEFINICIONES DETALLADAS DE LOS MISMOS, Y EL CONTENIDO ENERGÉTICO DE LOS COMBUSTIBLES ..... | 152        |
| 2.1.3.2.2 | SOBRE LA TERMINOLOGÍA ASOCIADA CON EL OBJETIVO DE ENERGÍA PROCEDENTE DE FUENTES<br>RENOVABLES .....  | 154        |
| 2.1.3.2.3 | SOBRE LA TERMINOLOGÍA RELATIVA AL ESQUEMA DE SOSTENIBILIDAD DE BIOCABURANTES .....   | 154        |

|           |   |            |
|-----------|---|------------|
| 2.1.3.3   | SOBRE LA REDEFINICIÓN DEL OBJETIVO DE ENERGÍA PROCEDENTE DE FUENTES RENOVABLES EN EL TRANSPORTE PARA 2020.....                      | 154        |
| 2.1.3.4   | SOBRE EL ESQUEMA DE SOSTENIBILIDAD DE BIOCARBURANTES.....   | 156        |
| 2.2       | ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE DIÓXIDO DE CARBONO .....  | 158        |
| 2.2.1     | ASPECTOS RELEVANTES.....  | 158        |
| 2.2.2     | PERMISOS DE EXPLORACIÓN Y PERMISOS DE ALMACENAMIENTO .....  | 162        |
| 2.2.2.1   | SOBRE LOS PERMISOS DE EXPLORACIÓN .....   | 162        |
| 2.2.2.2   | SOBRE LOS PERMISOS DE ALMACENAMIENTO .....  | 163        |
| 2.2.3     | COORDINACIÓN ENTRE REGISTROS .....  | 165        |
| 2.2.4     | ACCESO DE TERCEROS.....   | 165        |
| 2.2.5     | TRANSPOSICIÓN AL CASO ESPAÑOL.....  | 166        |
| 2.2.5.1   | SOBRE LOS PERMISOS DE EXPLORACIÓN, LOS PERMISOS DE ALMACENAMIENTO, LA COORDINACIÓN ENTRE REGISTROS Y LOS USOS CONFLICTIVOS.....     | 166        |
| 2.2.5.2   | SOBRE LAS MODIFICACIONES DE NORMAS EN MATERIA ENERGÉTICA Y AMBIENTAL.....   | 168        |
| 2.2.5.3   | UN PROYECTO DE DEMOSTRACION EN ESPAÑA .....   | 169        |
| 2.3       | EMISIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO.....   | 174        |
| 2.3.1     | METODOLOGÍA DE ASIGNACIÓN DE DERECHOS PARA EL SECTOR ELÉCTRICO .....  | 176        |
| 2.3.2     | APLICACIÓN DEL RÉGIMEN COMUNITARIO DE COMERCIO DE LOS DERECHOS DE EMISIÓN DE GASES DE EFECTOS INVERNADERO AL SECTOR DE REFINO ..... | 177        |
| 2.3.3     | CONCRECIÓN DE LA CUESTIÓN DE LA FUGA DE CARBONO EN EL SECTOR DE REFINO .....  | 179        |
| 2.3.4     | NORMAS DE COMPORTAMIENTO EN MATERIA DE EMISIONES DE LOS TURISMOS NUEVOS.....  | 181        |
| 2.3.5     | LA TRASNPOSICION AL CASO ESPAÑOL.....   | 185        |
| 2.4       | ESFUERZOS COMPARTIDOS DE LOS ESTADOS MIEMBROS PARA REDUCIR SUS EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO.....                        | 192        |
| 2.5       | MODIFICACIÓN DE LAS ESPECIFICACIONES DE LA GASOLINA, EL DIESEL Y EL GASÓLEO .....   | 195        |
| 2.5.1     | LA DIRECTIVA 2009/30/CE.....  | 195        |
| 2.5.2     | LA TRANSPOSICIÓN AL CASO ESPAÑOL.....   | 197        |
| 2.5.2.1   | ESPECIFICACIONES.....   | 198        |
| 2.5.2.1.1 | GASOLINAS, GASÓLEO A Y GASÓLEO B .....  | 198        |
| 2.5.2.1.2 | BIOCARBURANTES.....   | 200        |
| 2.5.2.2   | MODIFICACIÓN DE LA DIRECTIVA 1999/32/CE.....  | 201        |
| 2.5.2.3   | MECANISMO DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO PARA PROVEEDORES DE CARBURANTES.....                             | 202        |
| <b>3</b>  | <b>NUEVO IMPULSO DE LA NORMATIVA COMUNITARIA EN MATERIA DE SEGURIDAD DE SUMINISTRO DE ENERGIA Y EFICIENCIA ENERGETICA.....</b>      | <b>204</b> |
| 3.1       | LA SEGUNDA REVISION ESTRATÉGICA DE LA ENERGIA Y SUS REPERCUSIONES NORMATIVAS.....   | 204        |
| 3.2       | LA NUEVA DIRECTIVA POR LA QUE SE OBLIGA A LOS ESTADOS MIEMBROS A MANTENER UN NIVEL MÍNIMO DE RESERVAS DE PETRÓLEO. ....             | 206        |



|     |   |     |
|-----|---|-----|
| 3.3 | EL PROCESO DE REVISION DE LA DIRECTIVA EN MATERIA DE SEGURIDAD DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL |     |
|     | 208   |     |
| 3.4 | AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EDIFICIOS.....  | 220 |

## 0 INTRODUCCION Y OBJETO

El año 2007 fue un año importante para el proceso de creación de una verdadera Política Energética para Europa que, acorde con la conocida como “Estrategia de Lisboa”, impulse la competitividad de la UE, refuerce su seguridad de suministro y contribuya a combatir el cambio climático.

En concreto, el 10 de enero de 2007, la CE publicó su **comunicación<sup>1</sup> sobre una “Política Energética para Europa”**, con propuestas ambiciosas sobre mercado interior y sobre reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, eficiencia energética y energía renovable

Adicionalmente, y tras dos años de investigaciones por parte de la CE, en esa misma fecha se publicaban los resultados del **Informe Sectorial de los sectores del gas y la electricidad** en la UE. Entre otros, la CE identificaba la falta de separación efectiva de las actividades de red, en particular para el transporte, la alta concentración de los mercados, que siguen siendo eminentemente nacionales, la falta de capacidad de interconexión o la falta de transparencia en los mercados como los obstáculos para avanzar hacia un Mercado Interior de la Energía (en adelante MIE)

En marzo de 2007, el Consejo Europeo adoptó un **Plan de Acción** global en el ámbito de la energía para el período 2007-2009, sobre la base de la citada Comunicación de la CE, proporcionando un **impulso político importante a una “Política Energética y Climática integrada”<sup>2</sup>**

Como consecuencia de los informes publicados el 10 de enero de 2007, y tras el citado acuerdo de los Jefes de Estado y de Gobierno de marzo, la CE presentaba el 19 de

---

<sup>1</sup> [Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo y al Parlamento Europeo, de 10 de enero de 2007, «Una política energética para Europa» COM \(2007\) 1 final](#)

[http://ec.europa.eu/energy/strategies/2007/2007\\_01\\_energy\\_policy\\_europe\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/strategies/2007/2007_01_energy_policy_europe_en.htm)

<sup>2</sup>

[http://www.consilium.europa.eu/cms3\\_applications/applications/newsroom/LoadDocument.asp?directory=es/ec/&filename=93146.pdf](http://www.consilium.europa.eu/cms3_applications/applications/newsroom/LoadDocument.asp?directory=es/ec/&filename=93146.pdf)

**septiembre de 2007** un conjunto de propuestas legislativas con el fin de impulsar el Mercado Interior de la Energía en la UE. Este **conjunto de medidas, conocido como “Tercer Paquete”**, proponían:

- La modificación de la Directiva 2003/54 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.
- La modificación de la Directiva 2003/55 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad
- La modificación del Reglamento 1228/2003, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad
- La modificación del Reglamento 1775/2005, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural
- Un nuevo reglamento por el que se crearía la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (en adelante ACER)

En **abril de 2009 finalizada el proceso de codecisión** tras más de un año y medio de intensas negociaciones entre el Consejo y el Parlamento Europeo, y el **14 de agosto** del mismo año se publicaban en el **DOUE**<sup>3</sup>:

- La **Directiva 2009/72/CE**, del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el **mercado interior de la electricidad** y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE.
- La **Directiva 2009/73/CE** del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el **mercado interior del gas natural** y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE.

---

<sup>3</sup> <http://eur-lex.europa.eu/JOHtml.do?uri=OJ%3AL%3A2009%3A211%3ASOM%3AES%3AHTML>

- El **Reglamento CE nº 714/2009**, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, relativo a las **condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad**, y por el que se deroga el Reglamento (CE) nº 1228/2003.
- El **Reglamento (CE) nº 715/2009** del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre las **condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural** y por el que se deroga el Reglamento (CE) nº 1775/2005.
- El **Reglamento (CE) nº 713/2009** del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, por el que se crea la **Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER)**.

De igual forma, el Consejo Europeo de **marzo de 2007** acordaba el conocido como **objetivo 20-20-20 para el año 2020**. Se estableció un objetivo vinculante del 20% de renovables sobre el consumo de energía final, una reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (en adelante, GEI) del 20% como compromiso firme e independiente y la necesidad de mejorar la eficiencia energética en un 20%.

El 23 de **enero de 2008** la CE presentó un **nuevo paquete de medidas<sup>4</sup> sobre cambio climático y energía (en un principio conocido como “Paquete vVerde”)** que era acordado por el Consejo y el Parlamento Europeo en **diciembre de 2008**.

En este contexto, en **abril de 2009** se publican en el **DOUE**:

- La **Directiva 2009/28/CE** del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.

---

<sup>4</sup> COM/2008/0030 final; SEC(2008) 85/3; COM/2008/0017 final; COM/2008/0018 final; COM/2008/0016 final; COM/2008/0019 final; COM/2008/0013 final; COM/2008/0011 final; SEC(2008) 57



- La **Directiva 2009/29/CE** del Parlamento Europeo y del Consejo por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.
- La **Decisión nº 406/2009/CE** del Parlamento Europeo y del Consejo sobre el esfuerzo de los Estados miembros para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero a fin de cumplir los compromisos adquiridos por la Comunidad hasta 2020.
- La **Directiva 2009/31/CE** del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono y por la que se modifican la Directiva 85/337/CEE del Consejo, las Directivas 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE, 2008/1/CE y el Reglamento (CE) no 1013/2006 del Parlamento Europeo y del Consejo.

**Adicionalmente, en abril de 2009 se publicaba en el DOCE:**

- La **Directiva 2009/30/CE** del Parlamento Europeo y del Consejo por la que se modifica la Directiva 98/70/CE en relación con las especificaciones de la gasolina, el diésel y el gasóleo, se introduce un mecanismo para controlar y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, se modifica la Directiva 1999/32/CE del Consejo en relación con las especificaciones del combustible utilizado por los buques de navegación interior y se deroga la Directiva 93/12/CEE
- El **Reglamento (CE) No 443/2009** del Parlamento Europeo y del Consejo por el que se establecen normas de comportamiento en materia de emisiones de los turismos nuevos como parte del enfoque integrado de la Comunidad para reducir las emisiones de CO2 de los vehículos ligeros

El 13 de **Noviembre de 2008**, la Comisión Europea (CE) publicó la **Segunda Revisión Estratégica del Sector de la Energía “Un Plan de Acción sobre Solidaridad y Seguridad de Suministro en la UE”** presentando nuevas propuestas para una mayor Seguridad de Suministro en la UE.

Esta Segunda Revisión Estratégica respondía también a la solicitud del Consejo Europeo de Marzo de 2007 y daba continuidad a la Primera Revisión Estratégica del 10 de enero de 2007, que bajo el título “*Una Política Energética para Europa*”<sup>5</sup>, se había centrado en medidas para avanzar hacia Mercado Interior de la Energía (MIE), de lucha contra el cambio climático y fomento de las energías renovables.

En el nuevo Plan **de Acción comunitario para la Seguridad y la Solidaridad energética**, la Comisión presentó cinco ámbitos en los que se requieren medidas para poner a la UE en la senda adecuada hacia un abastecimiento energético más seguro y sostenible y evitar el riesgo de una crisis en el conjunto de la UE:

- Infraestructuras y diversificación del suministro.
- Fortalecimiento de relaciones exteriores.
- Almacenamientos de petróleo y gas y mecanismos de respuesta ante situaciones de crisis.
- Eficiencia energética
- Optimización de recursos energéticos autóctonos en la UE.

El nuevo plan de acción obtenía el **respaldo político del Consejo en febrero de 2009**. Adicionalmente, la CE proponía iniciar un debate sobre las perspectivas energéticas en la UE hasta el año al 2050.

---

<sup>5</sup> [Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo y al Parlamento Europeo, de 10 de enero de 2007, «Una política energética para Europa» COM \(2007\) 1 final](#)

El objetivo de este informe es analizar los aspectos más relevantes de esta nueva normativa comunitaria, tramitada por el Consejo y el Parlamento Europeo en el contexto de los dos planes de acción citados (enero 2007 y noviembre 2008).

Adicionalmente, el informe aborda las implicaciones que para el caso español se derivarán de la transposición y aplicación de las nuevas directivas y reglamentos respectivamente.

## 1 EL TERCER PAQUETE LEGISLATIVO SOBRE EL MERCADO INTERIOR DE LA ENERGIA

El conocido como “**Tercer Paquete**” de medidas legislativas para la creación de un MIE está constituido por:

- La **Directiva 2009/72/CE**, del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE.
- La **Directiva 2009/73/CE** del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE.
- El **Reglamento CE nº 714/2009**, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad, y por el que se deroga el Reglamento (CE) nº 1228/2003.
- El **Reglamento (CE) nº 715/2009** del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) nº 1775/2005.
- El **Reglamento (CE) nº 713/2009** del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER).

Este conjunto de directivas y reglamentos pretende:

- **Fortalecer y reforzar la independencia de los reguladores nacionales.**
- Reforzar la cooperación entre los reguladores nacionales con la **creación** de la Agencia para la Cooperación de los Reguladores Energéticos (**ACER**)

- Asegurar la **separación efectiva de las actividades de red** y, en particular, del transporte.
- **Aumentar la transparencia** en los mercados mayoristas y reforzar los mecanismos de **supervisión**.
- **Refuerzo de la protección de los consumidores**, en particular de los más vulnerables, de forma que puedan elegir suministrador con total libertad y sin costes.
- Refuerzo de la regulación de las condiciones de acceso de terceros a las instalaciones y el comercio transfronterizo.

## 1.1 FORTALECIMIENTO DE LOS REGULADORES NACIONALES

### 1.1.1 REGULADORES INDEPENDIENTES

Las Directivas sobre electricidad y gas de 2003, hasta ahora vigentes, ya obligaban a los Estados miembros a crear autoridades reguladoras para el sector energético. En muchos Estados miembros estas autoridades son ya, en efecto, organismos sólidamente asentados y que gozan de importantes atribuciones y recursos, que les permiten asegurar una adecuada regulación del mercado. En otros Estados miembros, por el contrario, las autoridades reguladoras han sido creadas más recientemente y sus atribuciones o son menores o están diseminadas entre varios órganos u organismos. Los amplios análisis por países efectuados por la Comisión Europea han puesto de manifiesto esta **falta de uniformidad y, en muchos casos, la debilidad de la autoridad reguladora nacional**.

Según la Unión Europea (UE), la experiencia de aquellos Estados miembros donde los mercados llevan abiertos varios años, y de otros sectores de servicios abiertos a la competencia, indica claramente que unos **reguladores fuertes resultan necesarios para asegurar el adecuado funcionamiento del mercado**, especialmente en lo que se refiere al uso de las infraestructuras de red.

La UE considera que un buen funcionamiento de los mercados energéticos no sólo precisa de reguladores más fuertes, sino también de reguladores más independientes. Para la UE la independencia de los reguladores es, además, un **principio clave de la buena gobernanza y una condición fundamental para lograr la confianza del mercado**. Las directivas de 2003 ya exigían también que las autoridades reguladoras fueran totalmente independientes de los intereses del sector. Sin embargo, no especificaban de qué manera podía asegurarse y acreditarse dicha independencia, ni tampoco garantizaban (al menos de manera explícita) la independencia respecto de los poderes políticos.

Como destacaban las conclusiones del Consejo Europeo de la primavera de 2007 y el Parlamento Europeo, el fortalecimiento de la independencia de los reguladores nacionales de la energía es, por ello, una prioridad.

La reforma establece expresamente que los Estados miembros **“garantizarán la independencia de la autoridad reguladora y velarán por que ésta ejerza sus competencias con imparcialidad y transparencia”** (art. 35.4 de la Directiva 2009/72/UE)<sup>6</sup>. A tal efecto, se asegurarán de que, al desempeñar las funciones reguladoras que le encomiendan las directivas comunitarias, las autoridades reguladoras nacionales:

- sean **jurídicamente distintas y funcionalmente independientes** de cualquier otra entidad pública o privada;
- y de que su **personal y los encargados de su gestión actúen con independencia de cualquier interés comercial, y no pidan ni acepten**

---

<sup>6</sup> Las referencias normativas se extraen en lo sucesivo preferentemente de la Directiva 2009/72/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE. El contenido de su capítulo IX (arts. 35 y ss.) coincide esencialmente con el del capítulo VIII (arts. 39 y ss.) de la Directiva 2009/73/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE.

**instrucciones directas de ningún gobierno ni ninguna otra entidad pública o privada** en el ejercicio de sus funciones reguladoras. Este requisito, sin embargo, se entenderá *“sin perjuicio de una estrecha cooperación con otros organismos nacionales pertinentes, cuando proceda, ni de las directrices de política general publicadas por el Gobierno que no guarden relación con las funciones reguladoras”* reservadas por las directivas a las autoridades reguladoras.

A fin de proteger la independencia de las autoridades reguladoras nacionales, los Estados miembros se asegurarán especialmente:

- Por un lado, de que la **autoridad reguladora pueda tomar decisiones autónomas, con independencia de cualquier órgano político**, y tenga **dotaciones presupuestarias anuales separadas con autonomía en la ejecución del presupuesto asignado**, así como **recursos humanos y financieros adecuados para el cumplimiento de sus obligaciones**.
- Por otro, de que los miembros del consejo de la autoridad reguladora o, a falta de un consejo, sus altos cargos directivos se nombren para un **mandato fijo de entre cinco y siete años, renovable una sola vez**.

Repárese, por tanto, en que las nuevas directivas ni imponen una estructura de dirección colegiada para los reguladores nacionales, ni prohíben que la competencia para designar a los miembros de su órgano colegiado superior de gobierno (o, en su defecto, a sus altos directivos) se resida en los Gobiernos. Tampoco proscriben las directivas la posibilidad de una renovación de los mandatos de sus máximos responsables (bien que por una sola vez). No obstante, para este supuesto se prevé que los Estados miembros garantizarán la aplicación de *“un régimen de rotación adecuado para el consejo o los altos cargos directivos”*. A su vez, y como requisito inherente a cualquier autoridad independiente, se prevé expresamente que durante su mandato los miembros del consejo o, a falta de consejo, los altos directivos de las autoridades reguladoras *“sólo podrán ser destituidos cuando ya no cumplan las*

*condiciones establecidas en el presente artículo o cuando hayan sido declarados culpables de falta con arreglo al Derecho interno” (art. 35.5).*

Finalmente, se establece que las decisiones de los reguladores estarán plenamente **motivadas** para permitir el **control jurisdiccional**, y estarán **a disposición del público**, al mismo tiempo que se preserva la **confidencialidad** de la información sensible a efectos comerciales (art. 37.15).

Asimismo, las nuevas directivas incorporan una previsión expresa (de capital importancia para aquellos Estados miembros en los que, como en el caso de España, las decisiones del regulador continúan siendo susceptibles de revisión en vía de recurso administrativo por el Gobierno o la Administración ordinaria) de acuerdo con la cual los Estados miembros habrán de garantizar que existan *“procedimientos nacionales adecuados mediante los cuales una parte afectada por una decisión de una autoridad reguladora pueda ejercer el **derecho de recurrir ante un organismo independiente de las partes implicadas y de cualquier Gobierno**”*. Con otras palabras, los Estados miembros no podrán condicionar la posibilidad de impugnar directamente las decisiones de los reguladores ante un organismo independiente o en vía jurisdiccional al agotamiento de la vía administrativa mediante la interposición de un recurso previo ante instancias gubernamentales o administrativas.

Como cabe observar, en fin, la nueva regulación comunitaria de los reguladores nacionales de la energía presenta un grado de detalle considerable, penetrando por tanto de manera notablemente incisiva en el ámbito propio de la **autonomía institucional y organizativa de los Estados miembros**, que el Derecho comunitario de ordinario declara reconocer y respetar.

### **1.1.2 LOS PODERES Y FUNCIONES DE LOS REGULADORES**

Por todas las razones indicadas anteriormente, uno de los objetivos primordiales del tercer paquete energético de la UE es el **fortalecimiento de los poderes de las autoridades reguladoras nacionales**.



A estos efectos, se refuerzan sus poderes de regulación del mercado, en particular en orden a la consecución, entre otros, de los siguientes **objetivos generales** de los reguladores nacionales, que éstos habrán de perseguir en estrecha consulta con otros organismos nacionales pertinentes, incluidas las autoridades encargadas de la competencia (art. 36 de la Directiva):

- desarrollar **mercados regionales competitivos** con vistas a la consecución del objetivo de un mercado interior de la energía;
- **eliminar restricciones al comercio** de electricidad y gas entre los Estados miembros, incluyendo el desarrollo de capacidades adecuadas de transporte transfronterizo;
- contribuir a lograr el **desarrollo de redes no discriminatorias, seguras, eficientes y fiables, orientadas hacia los consumidores**, y fomentar la adecuación de la red y la **eficiencia energética**, así como la producción de electricidad a partir de **fuentes de energía renovables** y la **generación distribuida** en las redes;
- **facilitar el acceso a la red de nuevas capacidades de generación**, removiendo los obstáculos que puedan dificultar dicho acceso, en particular, a nuevos entrantes y a generadores de energías renovables;
- asegurar que se dan a los gestores y usuarios de las redes los **incentivos adecuados para incrementar la eficiencia** de las prestaciones de la red y fomentar la integración del mercado;
- asegurar el **beneficio de los clientes** mediante un funcionamiento eficiente de los mercados nacionales, **promover una competencia efectiva** y contribuir a garantizar la **protección del consumidor**;

- contribuir a alcanzar un **alto nivel de servicio universal y público** en el suministro energético, contribuyendo a la protección de consumidores vulnerables y a la compatibilidad de los procesos necesarios de intercambio de datos para el cambio de suministrador.

A fin de que los reguladores nacionales puedan contribuir eficazmente a la consecución de dichos objetivos, se prevé que se les reconozca, entre otras, las siguientes **funciones** (“*obligaciones*”, en dicción de las Directivas, art. 37.1)<sup>7</sup>:

- fijar o aprobar, de acuerdo con criterios transparentes, las **tarifas reguladas** de transporte y distribución o las metodologías para el cálculo de las mismas;
- asegurar el **cumplimiento de sus obligaciones por los gestores (y, en su caso, propietarios) de las redes** y demás empresas energéticas;
- **cooperar en cuestiones transfronterizas** con los reguladores de los demás Estados miembros y con la Agencia de cooperación de reguladores;
- cumplir y ejecutar las **decisiones pertinentes y jurídicamente vinculantes de la Agencia y de la Comisión**;
- **informar anualmente** de sus actividades y del cumplimiento de sus obligaciones a las autoridades competentes de cada Estado, la Agencia y la Comisión;
- velar por que no haya **subvenciones cruzadas** entre las actividades de transporte, distribución y suministro;
- controlar los **planes de inversiones** de los gestores de red de transporte;

---

<sup>7</sup> Cuando así se disponga en un Estado miembro, las obligaciones de control que se relacionan seguidamente podrán desempeñarlas otros organismos distintos de la autoridad reguladora. En tal caso, la información resultante de dicho control se pondrá a disposición de la autoridad reguladora a la mayor brevedad (art. 37.2).

- controlar el cumplimiento de las normas de **seguridad y fiabilidad de la red** y revisar los resultados de su aplicación, así como aprobar o contribuir a la aprobación de **normas y requisitos de calidad del servicio y del suministro**;
- controlar el nivel de **transparencia**, incluido el de los precios al por mayor, y velar por que las empresas de electricidad cumplan las obligaciones de de transparencia;
- controlar el grado y la efectividad de **apertura del mercado y de competencia**, tanto en el mercado mayorista como minorista, poniendo en conocimiento de los organismos competentes los casos de falseamiento o restricción de la competencia que surjan;
- supervisar la aparición de **prácticas contractuales restrictivas**, incluidas las cláusulas de exclusividad, informando a las autoridades nacionales de competencia acerca de tales prácticas;
- controlar el **tiempo utilizado por los gestores de redes para efectuar conexiones y reparaciones**;
- contribuir a garantizar, junto con otras autoridades pertinentes, la efectividad y aplicación de las medidas de **protección de los consumidores**;
- publicar **recomendaciones, al menos con carácter anual, sobre la adecuación de los precios de los suministros**, y remitirlas a las autoridades de competencia cuando proceda;
- asegurar el **acceso de los clientes a los datos de consumo**;

- controlar la aplicación de las **normas sobre las funciones y competencias de los gestores de redes, los suministradores y los clientes y otros participantes en el mercado**;
- controlar las **inversiones en capacidad de generación** en relación con la seguridad de suministro;
- supervisar la **cooperación técnica entre gestores de red de transporte comunitarios y de terceros países**;
- contribuir a la **compatibilidad de los procesos de intercambio de datos**.

Para el ejercicio eficaz de tales funciones, los reguladores nacionales deberán gozar con carácter general, al menos, de las siguientes **potestades** (“*competencias*”, en dición de las Directivas, art. 37.4):

- dirigir **decisiones vinculantes** a las empresas del sector energético;
- realizar **investigaciones** sobre el funcionamiento de los mercados energéticos, así como adoptar e imponer cualquier medida necesaria y proporcionada para **promover la competencia efectiva y asegurar el adecuado funcionamiento del mercado**, en su caso cooperando con las autoridades nacionales de defensa de la competencia, con las autoridades reguladoras del mercado financiero o con la Comisión en la realización de investigaciones relativas al Derecho de la competencia;
- **recabar de las empresas energéticas cualquier información pertinente** para el ejercicio de sus atribuciones, incluida la justificación de la denegación del acceso de terceros a las redes, y cualquier información sobre las medidas necesarias para reforzar la red;

- imponer **sanciones efectivas, proporcionadas y disuasorias** a las empresas energéticas que incumplan sus obligaciones o decisiones vinculantes del regulador o de la Agencia de cooperación de reguladores, o proponer a un tribunal competente que imponga estas sanciones (en el caso de aquellos Estados miembros que no reconocen a la Administración Pública potestad sancionadora). Lo anterior incluirá la facultad de imponer o de proponer la imposición de sanciones de hasta el 10% del volumen de negocios anual del gestor de la red de transporte a dicho gestor en el supuesto de incumplimiento de sus obligaciones derivadas de las directivas;
- ejercer poderes de investigación y disponer de las competencias de mando pertinentes en el marco de la **resolución de conflictos**.

### 1.1.3 UNA CLARA DIMENSION COMUNITARIA Y REGIONAL

La reforma acometida en el marco del tercer paquete prevé, a fin de prevenir la dispersión orgánica de las funciones reguladoras, que *“cada Estado miembro designará una única autoridad reguladora nacional a escala nacional”* (art. 35.1 de la Directiva). Esta previsión no implica que no puedan seguir existiendo órganos en el seno de las Administraciones nacionales ordinarias que tengan atribuidas algunas competencias reguladoras en materia energética, pero sí que al menos las funciones (“obligaciones” y “competencias”) enumeradas en las nuevas directivas deberán corresponder a una única autoridad reguladora independiente. Entre las competencias reservadas a esta última no se encuentra, por ejemplo, al menos con carácter general, la potestad normativa (en particular, la potestad reglamentaria) en materia energética, por lo que nada impide que los Estados miembros continúen atribuyendo dicha potestad (al menos en lo no reservado expresamente por las directivas a los reguladores *stricto sensu*) a instancias gubernamentales o a la Administración ordinaria.

Igualmente, el mencionado principio de regulador único se entenderá *“sin perjuicio de la designación de otras autoridades reguladoras a escala regional en los Estados miembros”*. Eso sí, siempre que haya un **único representante**, a los fines de

representación y contactos, en el nivel comunitario **en el seno del Consejo de Reguladores de la nueva Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía** (art. 35.2). Esta previsión reviste una especial importancia para aquellos Estados miembros cuya organización territorial reviste un carácter complejo, es decir, que presentan una estructura territorial fuertemente descentralizada (estados federales, regionales, autonómicos o, en general, todos aquellos en cuyo seno existen entidades territoriales subestatales –estados federados, regiones, comunidades autónomas, etc.- que gozan de una genuina autonomía política y capacidad legislativa), teniendo en cuenta que en tales Estados las competencias en materia de energía pueden no siempre corresponder en exclusiva al Estado central.

Igualmente, y tomando en consideración las necesidades singulares de aquellos Estados miembros que comprenden, por ejemplo, territorios insulares lejanos, se permite que éstos designen autoridades reguladoras específicas *“para pequeñas redes en un territorio geográficamente separado que haya tenido en 2008 un consumo inferior al 3% del consumo del Estado miembro al que pertenezca”*. Nuevamente, esta previsión se entenderá sin perjuicio de la designación de un único representante, a los fines de representación y contactos, en el nivel comunitario en el seno del Consejo de Reguladores de la Agencia de Cooperación de Reguladores (art. 35.3).

Finalmente, se confiere a las autoridades reguladores nacionales un mandato claro para **cooperar a nivel europeo**, en estrecha colaboración con la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía y la Comisión, a fin de conseguir, dentro de la Unión Europea, un mercado interior de la electricidad y del gas competitivo, seguro y sostenible para el medio ambiente, así como una apertura del mercado efectiva para todos los consumidores y suministradores (art. 36 a) y b) de la Directiva.

En relación a la cooperación a nivel regional, los artículos 6 y 7 de las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE respectivamente establecen que *“Los Estados miembros y también las autoridades reguladoras cooperarán entre sí con el fin de integrar sus mercados nacionales a uno o más niveles regionales, como primer paso hacia la creación de un mercado interior plenamente liberalizado.”* Por tanto, con el nuevo

paquete legislativo la cooperación regional pasa de ser un proceso meramente voluntario a un requisito de la legislación de la UE.

Esta nueva dimensión regional de la legislación comunitaria tiene fuertes implicaciones para el trabajo de los reguladores nacionales en el contexto de las Iniciativas regionales del ERGEG así como en los distintos procesos de integración regional impulsados por Estados miembros.

En particular, para el sistema español reviste una singular importancia la culminación del proceso de integración con el portugués en el marco del mercado ibérico de electricidad y gas (MIBEL y MIBGAS) de forma congruente con los desarrollos de la Región Suroeste de Electricidad y Sur de Gas y, por tanto, con el proceso de integración regional como paso intermedio para la creación de un verdadero MIE en la UE.

En este sentido, es clave preservar la compatibilización efectiva de las disposiciones englobadas en el Tercer Paquete legislativo con el necesario impulso político de los Gobiernos nacionales. Los ejecutivos de España y Portugal han dado ya pasos muy relevantes en esta senda de acuerdo político, pero existe aún un importante camino por recorrer.

A juicio de la CNE, el progreso de MIBEL/MIBGAS como mercado único podría retrasarse significativamente si sigue persistiendo la presente situación de asimetría entre las competencias que detentan los organismos que integran el Consejo de Reguladores del MIBEL. En efecto, los reguladores portugueses (ERSE, CMVM) ostentan facultades normativas de rango equiparable a Reglamentos u Órdenes, en tanto que sus contrapartes españolas (CNE y CNMV) pueden únicamente emitir Circulares o Resoluciones de carácter técnico. Esta situación es tanto más patente cuanto mayor es el grado de interrelación entre los mercados de contado y a plazo, máxime en lo que atañe a normas de carácter extraterritorial dentro del ámbito del Convenio de Santiago.

De acuerdo con lo anterior, se recomienda evolucionar hacia la adopción de un modelo análogo al irlandés (“all-island energy market”, que abarca los territorios de la República de Irlanda e Irlanda del Norte), en el que las autoridades políticas de ambas partes han realizado una cesión parcial de sus capacidades ejecutivas en favor de un nuevo regulador conjunto<sup>8</sup> que es competente en las cuestiones vinculadas al mercado único de electricidad — A partir de la actividad de este ente común se desarrolla, armónicamente, la normativa con impacto en el mercado conjunto.

#### **1.1.4 LA TRANSPOSICIÓN AL CASO ESPAÑOL: LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA**

La Comisión Nacional de Energía (CNE), el organismo regulador español, cumple ya hoy formalmente (y con carácter general en grado bastante elevado) las principales exigencias que la nueva normativa comunitaria impone a los reguladores nacionales. Responde al principio de regulador único (prescindiendo de las competencias reguladoras que permanecen residenciadas en la Administración General del Estado y en las Comunidades Autónomas, no existen en España genuinos entes reguladores territoriales), tiene personalidad jurídica y patrimonio propios, dispone de medios personales, materiales y presupuestarios adecuados y suficientes, goza de autonomía para establecer su organización y funcionamiento internos y para seleccionar y contratar a su personal, el mandato de los miembros del Consejo de Administración respeta las previsiones contenidas en las nuevas directivas, y las causas de cese de aquéllos son tasadas. Por otro lado, el elenco de funciones atribuidas a la CNE por la disposición adicional undécima de la Ley de Hidrocarburos (Ley 34/1998, de 7 de octubre), se corresponde, al menos en lo esencial, con el que se prevé en las directivas comunitarias del tercer paquete.

Sin embargo, la adaptación de la disposición citada a las nuevas directivas deberá **precisar o mejorar algunos extremos de la actual regulación de la CNE.**

---

<sup>8</sup> La autoridad con capacidad decisoria en lo que concierne al Single Electricity Market (SEM) de la isla de Irlanda es el SEM Committee, un órgano formado por seis representantes nombrados por reguladores implicados (tres por la CER y tres por la NIAUR), más un miembro independiente: [http://www.allislandproject.org/en/SEM\\_semc.aspx](http://www.allislandproject.org/en/SEM_semc.aspx).



Por lo que se refiere a modificaciones que resultarán necesarias en relación con los **aspectos institucionales u organizativos**, cabe destacar, entre otras, las siguientes:

- Se deberá suprimir la previsión legal de acuerdo con la cual el **Ministro de Industria, Turismo y Comercio, el Secretario de Estado de Energía, o alto cargo del Ministerio en quien éstos deleguen, podrán asistir a las reuniones del Consejo de la CNE**, con voz pero sin voto, cuando lo juzguen preciso a la vista de los asuntos incluidos en el correspondiente orden del día. Esta previsión no parece que se compadezca con la exigencia de que los reguladores puedan adoptar decisiones autónomas con total independencia “de cualquier órgano político”.
- Convendrá recalcar en la Ley de forma más enfática que la CNE goza de **plena independencia en el ejercicio de sus funciones reguladoras**, no estando sujeta en este ámbito a instrucción o directriz alguna del Gobierno o de cualquier Administración Pública.
- Se deberá **suprimir igualmente la recurribilidad de las decisiones de la CNE en vía de alzada ante el Ministro de Industria, Turismo y Comercio**, de modo que resulten directamente recurribles en vía jurisdiccional

En cuanto a las **funciones y potestades** de la CNE (“obligaciones” y “competencias”, en dicción de las directivas), se habrán de completar algunas funciones que no hallan una clara correspondencia en la vigente lista del apartado Tercero.1 de la disposición adicional undécima de la Ley 34/1998 (lo que comportará sobre todo un fortalecimiento del perfil ejecutivo de la CNE, muchas de cuyas competencias actuales revisten un carácter meramente consultivo), al tiempo que se deberán reforzar, en particular, las siguientes potestades del regulador:

- Capacidad para **cooperar a nivel europeo y regional**, especialmente con otros reguladores nacionales en relación con cuestiones transfronterizas, todo ello en

estrecha colaboración con la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía y la Comisión Europea.

- Capacidad para dirigir a las empresas **decisiones vinculantes** en relación con las funciones que le atribuyen las nuevas directivas y para ejecutar las decisiones que le dirija la Agencia de Cooperación de Reguladores o la Comisión Europea.
- **Potestad sancionadora directa** (actualmente la CNE sólo es competente para incoar e instruir los procedimientos y, en su caso, proponer al Ministerio la imposición de sanciones).
- Facultades de **promoción de la competencia**, bien que en colaboración con las autoridades de defensa de la competencia.
- **Potestad tarifaria** (en la actualidad la CNE se limita a proponer al titular de la potestad tarifaria, que es el Ministerio, la revisión tarifaria que estima procedente y a informar los proyectos de revisión tarifaria elaborados por el Ministerio).

A modo de conclusión, cabe señalar, así pues, que la publicación del tercer paquete legislativo de la UE relativo al mercado interior de la energía no tiene necesariamente que implicar una revisión muy profunda de la regulación española vigente referida a la naturaleza, organización y funciones del regulador, si bien tampoco cabe entender que las nuevas directivas no requieran transposición alguna en este punto por considerarse que la regulación hoy vigente en España satisface ya enteramente todas las exigencias contenidas en ellas.

## 1.2 LA AGENCIA PARA LA COOPERACION DE LOS REGULADORES ENERGETICOS

El objeto de este epígrafe es analizar el nuevo **Reglamento nº 713/2009** del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009 **por el que se crea la**

**Agencia** de Cooperación de los Reguladores de Energía (en adelante ACER), así como sus implicaciones para la CNE

Según el citado Reglamento, la nueva Agencia se configura como un organismo comunitario con personalidad jurídica propia y tendrá como **objetivo asistir a las autoridades reguladoras nacionales en el ejercicio del desempeño de sus funciones a nivel comunitario, así como coordinar su actuación.**

Se prevé que la nueva Agencia entre en **pleno funcionamiento** a partir del **3 de marzo de 2011**. No obstante, las instituciones comunitarias ya han comenzado a dar los primeros pasos para la constitución del nuevo ente. En concreto, el 29 de septiembre de 2009 se publicaba en el DOUE el puesto vacante de Director de la Agencia cuyo proceso de selección concluyó en mayo de 2010 con el nombramiento de D. Alberto Pototschnig como Director de ACER. Adicionalmente, tanto el Consejo de Administración como el Consejo de Reguladores ya han sido constituidos y han celebrado sus primeras reuniones.

Asimismo, el **Consejo** de Ministros de Energía, en su sesión de 7 de **diciembre de 2009**, decidió que la sede de la Agencia será **Liubliana**.

### **1.2.1 ASPECTOS ORGANIZATIVOS DE LA NUEVA AGENCIA**

Desde el punto de vista organizativo, la nueva Agencia estará formada por un **Consejo de Administración, un Consejo de Reguladores, un Director y una Sala de Recurso.**

#### **1.2.1.1 EL CONSEJO DE ADMINISTRACION**

El Consejo de Administración aparece en la estructura de la nueva Agencia como un **órgano clave** para el funcionamiento de la misma dado que, entre otros, es competente para elaborar el presupuesto, controlar su ejecución, establecer su reglamento interno, adoptar reglamentos financieros y nombrar al Director.

El Consejo de Administración está regulado por los artículos 12 y 13 del Reglamento comunitario. El Consejo de Administración estará **compuesto por nueve miembros. Cada miembro tendrá un suplente. Dos miembros y sus correspondientes suplentes serán nombrados por la Comisión (CE), dos miembros y sus correspondientes suplentes por el Parlamento Europeo (PE) y cinco miembros y sus correspondientes suplentes por el Consejo.** En relación a estos últimos, el Consejo asegurará que se establece un sistema de rotación adecuado y que permita una participación equilibrada de los Estados miembros a lo largo del tiempo.

En noviembre de 2009, la CE remitió sendas cartas al PE y al Consejo a fin de que nombren sus representantes en el Consejo de Administración. Finalmente, el Consejo de Administración de ACER está integrado por:

- Guido Bortoni (Italia)
- Razvan Eugen Nicolescu (Rumanía)
- Piotr Grzegorz (Polonia) Detlef Dauke (Alemania)
- Philippe Guillard (Francia)
- Peter M. Mombaur (Alemania)
- Carlos Westendorp (España)
- Philip Lowe (Comisión Europea)
- Augusto Bonucci (Comisión Europea)

Los suplentes del Consejo de Administración son:

- Afonso González-Finat (España)
- Kristian Moller (Dinamarca)
- William Rickett (Reino Unido)
- Peter Gordos (Hungría)
- Maya Hristova (Bulgaria)
- António Jorge Viegas de Vasconcelos (Portugal)
- Uwe Leprich (Alemania)
- Fabrizio Barbato (Comisión Europea)
- Carlos Eduardo M. Filipe (Comisión Europea)

El propio artículo 12 del Reglamento comunitario determina una serie de incompatibilidades aplicables a los miembros del Consejo de Administración. En concreto, sus miembros no podrán ser eurodiputados ni podrán pertenecer al Consejo de Reguladores de la Agencia. Asimismo, en el ejercicio de sus funciones, los miembros del Consejo de Administración no podrán seguir instrucciones de carácter político y no podrán tener intereses que afecten a su independencia y objetividad en aras del interés público.

En relación a su mandato, con carácter general, el Reglamento establece un periodo de **cuatro años renovable una vez, si bien el primer mandato será de seis años** para la mitad de los miembros del Consejo de Administración y sus respectivos suplentes.

El Consejo de Administración tendrá un **Presidente y un Vicepresidente** que serán elegidos por el propio Consejo de Administración de entre sus miembros. El mandato del Presidente y Vicepresidente será de **dos años y será renovable una vez**. En la actualidad, **Piotr Grzegorz Wozniak** y **Razvan Eugen Nicolescu** son el Presidente y Vicepresidente del Consejo de Administración.

En cuanto al **sistema de votación, todos los miembros** del Consejo de Administración (incluidos su Presidente y Vicepresidente) **tendrán un voto cada uno. Como norma general, sus decisiones se adoptarán por mayoría de dos tercios** de los miembros presentes, excepto cuando haya que destituir al Director de la Agencia, en cuyo caso se exigirá mayoría de tres cuartos de los miembros presentes.

El Consejo de Administración se reunirá, **al menos, dos veces al año en sesión ordinaria** y por convocatoria de su Presidente. El Presidente del Consejo de Reguladores y el Director de la Agencia podrán participar en las reuniones del Consejo de Administración pero sin derecho a voto. El Consejo de Administración también se podrá reunir a instancia de la Comisión Europea o previa petición de, al menos, un tercio de sus miembros.

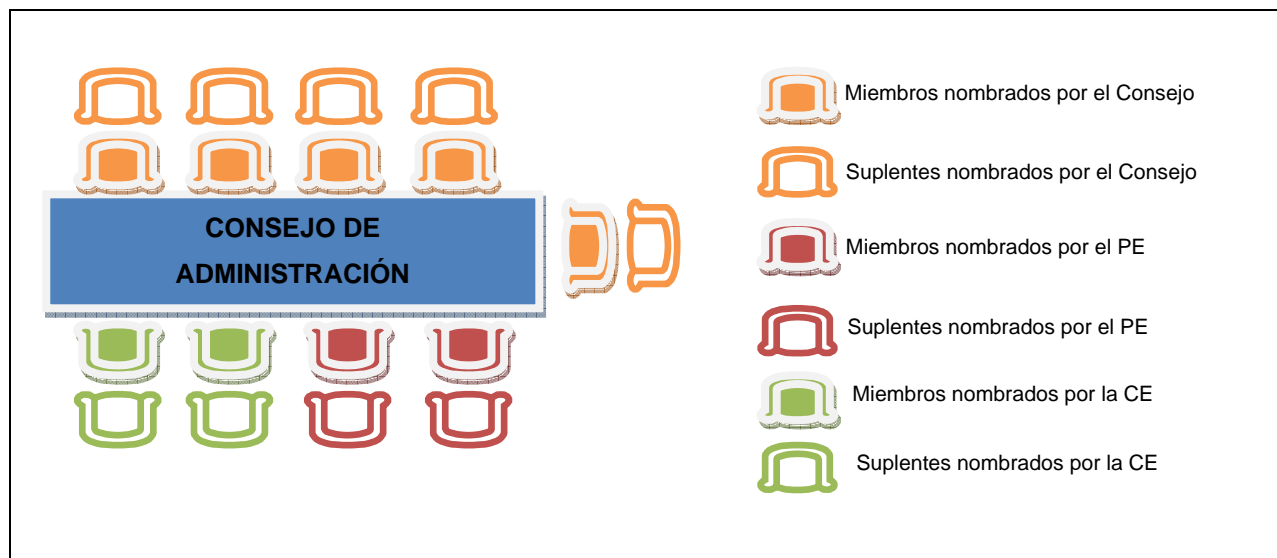


Figura 1. Composición del Consejo de Administración

Además de aprobar su reglamento interno, el Consejo de Administración tiene atribuidas otras competencias que vienen especificadas en el artículo 13 del Reglamento comunitario. Así, conforme a lo establecido en el citado artículo, el **Consejo de Administración deberá nombrar oficialmente:**

- Al **Director de la Agencia**, una vez obtenido el dictamen favorable del Consejo de Reguladores. El Consejo de Administración tiene la autoridad disciplinaria sobre el Director.
- A los **miembros del Consejo de Reguladores**, una vez propuestos por los Estados miembros y por las autoridades reguladoras nacionales (en este último caso en relación al sustituto)
- A los **miembros de la Sala de Recurso**, a propuesta de la CE, tras una convocatoria pública y consulta al Consejo de Reguladores.

En relación al **plan de trabajo** de la Agencia, el Consejo de Administración:

- Aprobará el programa de trabajo para el año siguiente.
- Adoptará y revisará un programa de trabajo plurianual.
- Aprobará y publicará el informe anual sobre las actividades de la Agencia.
- Será responsable de verificar que la Agencia cumple con su cometido y tareas que le hubieren sido asignadas en su Reglamento.

Finalmente, el Consejo de Administración es **responsable de la gestión económico-financiera**:

- Elaborando el presupuesto de la Agencia (Art 23.5).
- Estableciendo sus normas financieras (Art 25).
- Elaborando un dictamen sobre las cuentas definitivas de la Agencia que acompañará a las mismas cuando el Director las remita<sup>9</sup> al PE, el Consejo, a la CE y al Tribunal de Cuentas (Art 24).

La primera reunión del Consejo de Administración tuvo lugar el 22 de marzo de 2010. Entre los asuntos de interés en la agenda de esta primera reunión se destaca el proceso nombramiento oficial del Director de la Agencia, de los representantes y suplentes del Consejo de Reguladores y de los miembros de la Sala de Recurso, la aprobación del reglamento interno para ACER y el nombramiento de su Presidente y Vicepresidente, entre otros.

### 1.2.1.2 EL CONSEJO DE REGULADORES

El **Consejo de Reguladores** es el órgano responsable de la adopción de **dictámenes, recomendaciones y decisiones en el ámbito regulatorio**. Los aspectos referentes a su composición, funcionamiento y atribuciones se encuentran regulados en los artículos 14 y 15 del Reglamento (CE) 713/2009, de 13 de julio de 2009. No obstante estas disposiciones y, en particular, las cuestiones referentes al sistema de votación, de representación y de adopción de decisiones, han sido desarrolladas por los reguladores europeos y la CE en lo que se conoce como como *“Rules of Procedure of the Board of Regulators of the Agency”* (en adelante el reglamento interno).

Respecto a su composición, y de cara a garantizar su cualificación a nivel técnico, el artículo 14 del Reglamento comunitario prevé que **el Consejo de Reguladores esté integrado por un “representante de alto rango” de las autoridades reguladoras y un sustituto por Estado miembro perteneciente al “personal directivo”** actual de

---

<sup>9</sup> A más tardar el 1 de julio siguiente al cierre del ejercicio.

dichas autoridades, siendo cada **autoridad reguladora responsable de nombrar a dicho sustituto**. Adicionalmente, se prevé que entre sus miembros haya un representante de la Comisión Europea sin derecho a voto.

Respecto a la cuestión del sustituto, según el tenor literal del citado artículo 14.1 esta figura queda reservada al *“personal directivo”* actual de la autoridad reguladora nacional, quedando a criterio de ésta su correspondiente designación.

En el caso de la CNE, su Presidenta participa como miembro del Consejo de Reguladores y el Consejero Sr. D. José Sierra como sustituto.

A estos dos supuestos de representación hay que añadir una tercera opción prevista en el artículo 2.2. del reglamento interno del Consejo de Reguladores, en el que se prevé la posibilidad de nombrar a un *“representante debidamente apoderado”* para representar a la autoridad reguladora nacional en una sesión concreta del Consejo de Reguladores. En este caso, la representación la puede ostentar bien un directivo de la propia autoridad reguladora bien otro miembro del Consejo de Reguladores, y el poder notarial correspondiente<sup>10</sup> debe ser remitido a la Secretaria del Consejo con anterioridad a la celebración de la citada sesión.

Acorde con la regulación de la agencia, y en términos similares a lo que actualmente acontece en el Consejo del ERGEG, se prevé la posibilidad de participar como observadores a representantes de las autoridades reguladoras nacionales de terceros países tales como los pertenecientes al Espacio Económico Europeo (EEA).

---

<sup>10</sup> Según el modelo aprobado y que figura como Anexo I del Reglamento Interno del Consejo de Reguladores, el apoderado contará con facultades para atender la reunión, participar en el debate de los diversos puntos del Orden del Día, y proceder a la votación de los mismos, pudiendo limitar el derecho y el sentido de su voto para uno o varios puntos del mismo.





Figura 2. Composición del Consejo de Reguladores

En cuanto al funcionamiento del Consejo de Reguladores, el artículo 14 del Reglamento prevé la elección de un **Presidente y un Vicepresidente**, que sustituirá al primero en caso de imposibilidad, y cuyos mandatos tendrán una duración de **dos años y medio, renovables** hasta que finalice su mandato como miembros del Consejo<sup>11</sup>.

A pesar de que no se establece un periodo máximo de la duración del mandato como miembro del Consejo de Reguladores, podría entenderse que la renovación del cargo de Presidente y Vicepresidente sería posible en varias ocasiones, ya que el mismo se

<sup>11</sup> Según prevé el artículo 3.2 del reglamento interno, cuando el Presidente o Vicepresidente del Consejo de Reguladores prevea que parte de su mandato en la autoridad reguladora nacional no coincida con el ejercicio de dicho cargo deberá advertirlo al Consejo de Reguladores con carácter previo a su designación.

encuentra condicionado a la vigencia del mandato en su autoridad reguladora nacional correspondiente (esto es, según las nuevas Directivas de gas y electricidad por un periodo entre 5 y 7 años, renovable una sola vez). Y en caso de que se quedara vacante dichos puestos antes de la finalización del periodo de mandato establecido, el propio Presidente y/o Vicepresidente sería responsable de organizar la elección de su sucesor en el plazo de tres meses<sup>12</sup>.

Para su designación es necesario que al menos **dos tercios de los miembros del Consejo** se encuentren presentes o debidamente representados. Y, en caso contrario, se podrá convocar una segunda reunión con tal propósito una vez pasados, al menos, 15 días de la celebración de la primera, en cuyo caso no será precisa la concurrencia de un quórum determinado.

La elección de los cargos de Presidente y Vicepresidente se realizó entre los miembros del propio Consejo de Reguladores en la primera sesión del mismo en mayo de 2010, mediante voto secreto. El primer presidente del Consejo de Reguladores es John Mogg (Reino Unido) y el Vicepresidente es Walter Boltz (Austria).

Entre las funciones del Presidente se encuentra convocar y presidir las reuniones del Consejo de Reguladores, representar al Consejo externamente, presentar declaraciones ante los comités competentes del Parlamento Europeo y, en su caso, formular preguntas a sus miembros. Asimismo, podrá participar en las reuniones del Consejo de Administración de la Agencia sin derecho a voto e invitar a expertos externos en calidad de observadores o de ponentes a las reuniones del Consejo de Reguladores y previo consentimiento de sus miembros.

En cuanto al proceso de **toma de decisiones** en el seno del Consejo, el artículo 14 del Reglamento comunitario prevé que las mismas se adopten **por mayoría de dos**

---

<sup>12</sup> Asimismo, el reglamento interno prevé que, en caso de ausencia o impedimento del Presidente y del Vicepresidente, sus responsabilidades sean asumidas por el miembros del Consejo de Reguladores con más años de servicio en su regulador nacional y, al igual que en el supuesto anterior, será competente para organizar la elección del nuevo Presidente y Vicepresidente en el plazo de tres meses.

**tercios de los presentes;** no obstante, el borrador de reglamento interno del Consejo precisa que dicho órgano debe buscar el consenso en su toma de decisiones, y solo cuando éste no sea posible, las decisiones se someterán a votación. En cualquier caso, los miembros del Consejo deben actuar con total independencia de sus Estados miembros, de la Comisión Europea o de cualquier entidad pública o privada, evitando así cualquier conflicto de intereses o interés comercial que pueda surgir.

Según el Reglamento de la Agencia, **cada miembro del Consejo** o, en su caso, el sustituto o el representante apoderado, **contará con un voto.**

Por su parte, el Consejo de Reguladores se reunirá siempre que sea necesario y, al menos, una vez al mes y será convocado por el Presidente o, en su caso, por el Vicepresidente.

Y, por último, según el artículo 14.6 del Reglamento comunitario, las tareas que se deriven del propio funcionamiento del Consejo de Reguladores correrán a cargo de una Secretaría, que estará a cargo de la Agencia. Similar previsión se realiza en el artículo 12.3 respecto al Consejo de Administración, con lo que podría entenderse que el funcionamiento de este órgano se encuentra vinculado a la figura del Director, responsable de la gestión del funcionamiento general de la Agencia.

### **Tareas atribuidas al Consejo de Reguladores**

Además de aprobar su **reglamento interno**, el Consejo de Reguladores tiene atribuidas otras competencias en cuyo ejercicio interactúa tanto con otros órganos de la Agencia como con otras instituciones comunitarias. Así, conforme a lo establecido en el artículo 15 del Reglamento comunitario, el Consejo deberá:

- **Emitir dictámenes sobre todos los asuntos regulatorios** que aborde la Agencia y que deban ser aprobados por el Director en el ejercicio de sus funciones.
- Emitir su **dictamen al Consejo de Administración para el nombramiento, renovación o revocación del mandato del Director.**

- **Aprobar el borrador del programa de trabajo de la Agencia** y presentarlo al Consejo de Administración para su aprobación definitiva.
- **Aprobar la sección independiente del informe anual sobre actividades regulatorias.**

Asimismo, como ya se mencionó anteriormente, el PE podrá invitar al Presidente del Consejo de Reguladores a declarar ante su comisión competente y responder a preguntas formuladas por sus miembros.

El reglamento interno del Consejo de Reguladores también recoge previsiones sobre el ejercicio de las tareas atribuidas a dicho Consejo.

Así, respecto al nombramiento del Director, el Consejo de Reguladores elabora por consenso una propuesta del perfil del candidato y lo remitirá al Consejo de Administración y a la Comisión Europea. En caso de falta de acuerdo, la decisión se adopta por mayoría de dos tercios de los miembros del Consejo presentes o representados. Por otro lado, el Consejo emitirá su dictamen favorable al Consejo de Administración por acuerdo de la mayoría de tres cuartos de sus miembros en relación a uno de los tres candidatos que proponga la Comisión Europea.

En cuanto a la aprobación del programa de trabajo, el Consejo de Reguladores será responsable de elaborar los aspectos regulatorios que afecten a la Agencia y remitirá el borrador del mismo al Director, para su posterior aprobación por el Consejo de Administración. No obstante, se prevé la posibilidad de que el Consejo de Reguladores apruebe la modificación posterior del borrador del programa de trabajo, cuando no se hubiesen tenido en cuenta sus observaciones, y volver a presentarlo al Consejo de Administración para su aprobación antes del 1 de septiembre del año anterior.

Por último, también compete al Consejo de Reguladores aprobar la modificación de su reglamento interno, a propuesta del Presidente o de alguno de sus miembros. En este caso, el acuerdo de modificación se adoptará por mayoría de dos tercios de los miembros presentes o representados.

## **La primera reunión del Consejo de Reguladores tuvo lugar los días 4 y 5 de mayo de 2010 en Bruselas.**

Entre las cuestiones que el Consejo de Reguladores abordó en su primera reunión se encontraba la elección de su Presidente y Vicepresidente, aprobación de su reglamento interno, emitir su dictamen favorable de carácter preceptivo sobre el nombramiento del Director de la Agencia, un primer debate sobre el programa de trabajo para 2011, el calendario de reuniones del Consejo, y la aprobación de la nota de prensa referente a la reunión inaugural, entre otras.

### **1.2.1.3 EL DIRECTOR DE LA AGENCIA**

El Reglamento comunitario regula en sus artículos 16 y 17 lo relativo a la figura y tareas del Director de la Agencia.

#### **Nombramiento**

En cuanto al nombramiento del Director, la CE propone al menos tres candidatos y el Consejo de Administración nombrará uno de ellos con el dictamen favorable del Consejo de Reguladores. En este contexto, se destaca la relevancia de la CE en el proceso de selección como responsable de reducir el número de candidatos a tres.

Así pues, es determinante que la CE realice esta preselección de candidatos de manera transparente y que los reguladores Europeos se encuentren involucrados desde el principio en el proceso de selección de la figura del Director. En este sentido, el ERGEG ha participado en el proceso de selección en calidad de observador.

#### **Independencia**

Un aspecto que puede ser objeto de debate es la cuestión referente a la independencia de la figura del Director. El artículo 16.1 del Reglamento comunitario establece que el

Director “no pedirá ni aceptará instrucción alguna de ningún Gobierno, de la CE ni de ninguna otra entidad pública o privada”.

Sin embargo, esta independencia no se ve salvaguardada completamente debido a que “El director **podrá ser destituido** del cargo por **decisión del Consejo de Administración** una vez obtenido el **dictamen favorable del Consejo de Reguladores**. El Consejo de Administración adoptará esta decisión por mayoría de tres cuartos de sus miembros.” (Artículo 16.7).

A este respecto, deben tenerse en cuenta dos circunstancias. Por un lado, el hecho de que el propio Reglamento comunitario no determine las razones por las cuales el citado Director podría ser destituido. Y, por otro lado, hay que recordar que los miembros del Consejo de Administración son nombrados por el Consejo, el Parlamento Europeo y la CE. Por tanto, dichas instituciones podrían influir en una eventual destitución del Director.

### **Competencias**

Tal como se define en el Reglamento de ACER, la figura del Director tiene un carácter representativo, administrativo y de gestión pero carece de **poder decisorio** en las materias propias de la regulación energética. Sin embargo, es posible que en la práctica tenga un cierto margen para influir en asuntos regulatorios por las siguientes vías:

- Aprobación de las decisiones del Consejo de Reguladores. Así, según el Reglamento comunitario “El Director aprobará y publicará los dictámenes, recomendaciones y decisiones [...] que hayan recibido el dictamen favorable del Consejo de Reguladores.”
- Ejecución del programa de trabajo anual de la Agencia ya que el Reglamento prevé que “El Director será responsable de ejecutar el programa de trabajo anual de la Agencia de acuerdo con el asesoramiento del Consejo de Reguladores [...]”

- Adopción de instrucciones administrativas internas: *“El Director tomará las medidas necesarias, tales como la adopción de instrucciones administrativas internas o la publicación de comunicaciones, para garantizar que el funcionamiento de la Agencia se ajuste a lo dispuesto en el presente Reglamento.”*
- Preparación del proyecto de programa de trabajo de la Agencia: *“Cada año, el Director preparará un proyecto de programa de trabajo de la Agencia para el año siguiente y lo presentará al Consejo de Reguladores, al Parlamento Europeo y a la CE a más tardar el 30 de junio de tal año.”*

Al determinar las tareas que se atribuyen al Director, el Reglamento comunitario no especifica que éste pueda negarse a aprobar (*“adopt”* según la versión inglesa del Reglamento) un dictamen, recomendación o decisión previamente aprobado por el Consejo de Reguladores. Esto estaría en línea con lo dispuesto en el artículo 16.1 del Reglamento en el que se establece que el Director actuará siguiendo la orientación dada del Consejo de Reguladores y sus dictámenes.

En cuanto a la preparación del programa de trabajo y la ejecución del mismo, así como en la gestión y organización interna de los recursos de la Agencia, el Director (siempre siguiendo las directrices del Consejo de Reguladores) tendría la posibilidad de influir, en cierto modo, en la elaboración del mismo mediante la priorización de ciertas áreas de trabajo, en detrimento de otras. Por ello, es esencial que el Director y el Consejo de Reguladores cooperen estrechamente con el fin de orientar el trabajo de la Agencia en una misma dirección.

El Consejo de Administración de la Agencia, con el informe favorable del Consejo de Reguladores, nombró en su sesión de 6 de mayo de 2010 a Alberto Pototschnig como Director de ACER.

#### **1.2.1.4 LA SALA DE RECURSO**

Conforme al artículo 18 del Reglamento comunitario, esta Sala estará compuesta por **seis miembros y seis suplentes**, los cuales deberán contar con amplia experiencia en el sector energético. Los mismos serán **seleccionados entre el personal directivo**

**actual o anterior de las autoridades reguladoras, los organismos responsables de la competencia u otras autoridades nacionales o comunitarias.** Su nombramiento será por parte del Consejo de Administración, a propuesta de la Comisión Europea, y previa consulta al Consejo de Reguladores, sobre la base de una convocatoria pública de manifestaciones de interés por parte de la CE.

La duración del mandato será de **cinco años, renovable**, y no podrán ser destituidos salvo que fuesen declarados culpables de falta grave y previa decisión por parte del Consejo de Administración, tras consultar al Consejo de Reguladores.

Entre sus miembros elegirán a **un Presidente** y la adopción de **acuerdos** se realizará **por mayoría cualificada** (esto es mediante el voto favorable de 4 de sus 6 miembros). Sus decisiones serán publicadas por la Agencia.

Sus sesiones serán convocadas cuando sea necesario y sus miembros no podrán desempeñar ninguna otra función en el ámbito de la Agencia, adoptando sus decisiones de manera independiente.

En ese sentido, se abstendrán de participar en la toma de decisiones de aquellos recursos en los que pudieran surgir intereses personales al respecto o pudieran tener relación en alguna manera con la decisión recurrida. En estos casos, cualquier miembro de la Sala podrá advertir este hecho a la propia Sala.

Asimismo, los miembros podrán ser recusados por cualquiera de las partes en liza cuando entiendan que la decisión podría ser adoptada con parcialidad pero, en ningún caso, por cuestiones relacionadas con la nacionalidad o en los supuestos en los que el recusante, aun siendo conocedor de la existencia de causa de recusación, hubiese iniciado el procedimiento procesal.

El miembro de la Sala incurso en cualquiera de las circunstancias expuestas anteriormente será sustituido por su suplente y, en caso de concurrir similares circunstancias en éste, el Presidente designará un suplente al efecto.



A tenor de lo previsto en el artículo 20 del Reglamento comunitario, “*las resoluciones de esta Sala serán recurribles ante el Tribunal de Primera Instancia o ante el Tribunal de Justicia de la UE*”. Dichas autoridades también serán competentes de conocer de aquellos asuntos en los que la Sala de Recurso se hubiese abstenido por alguna circunstancia, mediante la interposición de correspondiente recurso por omisión. En estos supuestos, será competencia de la Agencia la adopción de las medidas necesarias para ejecutar las decisiones adoptadas por el Tribunal de Primera Instancia o por el Tribunal de Justicia.

Los aspectos procesales que regulan la interposición de recursos ante esta Sala se encuentran recogidos en el artículo 19 del Reglamento comunitario.

Tras finalizar este proceso de selección, la CE elevará una propuesta al Consejo de Reguladores quien emitirá su dictamen y posteriormente se presentará al Consejo de Administración para que proceda al nombramiento oficial de sus miembros.

Tras su nombramiento, y con carácter anual, sus miembros deberán realizar por escrito una declaración de compromiso y de intereses en la que manifiesten su independencia en la adopción de decisiones.

#### **1.2.1.5 EL PERSONAL**

El personal de la Agencia, incluido su Director, estará sujeto al Estatuto de los funcionarios de las Comunidades Europeas, el régimen aplicable a los otros agentes de las Comunidades Europeas (ROA) <sup>13</sup> y las normas adoptadas conjuntamente por las instituciones de las comunidades europeas.

El Consejo de Administración adoptará las normas de aplicación necesarias de conformidad con el artículo 110 del Estatuto de los funcionarios.

---

<sup>13</sup> Reglamento (CEE, Euratom, CECA) nº 259/68, publicado en DO L 56 de 4.3.1968, p. 1.

Adicionalmente, el Consejo de Administración podrá adoptar disposiciones que permitan a expertos nacionales de los Estados miembros trabajar en la Agencia en comisión de servicio.

**El puesto de Director fue publicado en DOUE de 29 de septiembre de 2009** y el plazo para la presentación de candidaturas terminó el 30 de octubre de 2009. El proceso de selección que se aplicará a los más de quinientos candidatos presentados seguirá las « *Lignes Directrices Relatives à la Sélection et à la Nomination des Directeurs des Agences de Régulation, des Agences Exécutives et des Entreprises Communes* » (SEC(2009)27/2).

**En febrero de 2010, la CE remitió una lista de tres candidatos al Consejo de Administración**, quien solicitó el dictamen del Consejo de Reguladores. Está previsto que el Director comience su mandato en septiembre de 2010.

Acorde con el presupuesto aprobado para la Agencia, se contratarán **49 personas mediante un proceso en tres fases** que comenzará previsiblemente en marzo de 2010 y terminará en marzo de 2011, fecha esta última en la que la Agencia debe estar completamente establecida y operativa según el Reglamento.

En su reunión de 26 de octubre de 2009, el Consejo Europeo de Asuntos Generales confirmó el acuerdo alcanzado entre el Parlamento Europeo y la CE para la financiación de ACER y la inclusión de su presupuesto en el Programa Marco Financiero Plurianual establecido para 2007-2013, bajo el epígrafe de “competitividad para el crecimiento y el empleo”.

Con carácter anual, la Agencia deberá acordar su presupuesto para lo cual el Director elaborará, antes del 15 de febrero de cada año, un anteproyecto y lo remitirá al Consejo de Reguladores para su dictamen. Posteriormente, el Consejo de Administración elaborará una estimación de los ingresos y gastos de la Agencia para el año siguiente y lo remitirá a la CE antes del 31 de marzo, quien, a su vez, lo remitirá al PE y al Consejo, junto con el anteproyecto de presupuesto general de la Unión, con el fin de que se acuerde el importe del presupuesto anual de la Agencia.

La CE es consciente de que la Agencia tendrá recursos muy limitados al principio, por lo que se espera que en la etapa inicial se fomente la figura del **experto nacional destacado**. En este contexto, se plantea la posibilidad de firmar un acuerdo de colaboración entre la Agencia y las autoridades reguladoras nacionales.

## 1.2.2 AMBITO COMPETENCIAL DE LA NUEVA AGENCIA

### 1.2.2.1 TAREAS RELACIONADAS CON LAS AUTORIDADES REGULADORAS NACIONALES

La Agencia creará un nuevo marco que **reforzará la cooperación de las autoridades reguladoras nacionales a nivel regional y comunitario**. En este contexto, y de acuerdo con su programa de trabajo o a instancias de la CE, la Agencia formulará recomendaciones a las autoridades reguladoras a fin de que compartan buenas prácticas.

A instancias de cualquier autoridad reguladora o de la CE, la Agencia emitirá un **dictamen respecto a la conformidad de cualquier decisión tomada por un regulador nacional**. En caso de que la autoridad reguladora no diera cumplimiento al dictamen de la Agencia en un plazo de de cuatro meses a partir de la fecha de recepción, la Agencia informaría de ello a la CE y al Estado miembro en cuestión.

En caso de que una autoridad reguladora nacional *“tenga **dificultades**, en casos concretos, **respecto a la aplicación de las directrices mencionadas en las nuevas directivas de electricidad y gas y en los respectivos reglamentos**”*, ésta podrá solicitar un dictamen a la Agencia.

Finalmente, la Agencia **decidirá sobre las condiciones de acceso<sup>14</sup> y la seguridad operativa de las interconexiones** de gas y electricidad en el caso de que:

---

<sup>14</sup> A este respecto, se entiende por condiciones de acceso los procedimientos de asignación de capacidad, los plazos de asignación, el reparto de los costes de congestión y el cobro de cánones.

- **Las autoridades reguladoras nacionales competentes no hayan conseguido llegar a un acuerdo en un plazo de seis meses.**
- **Previa petición conjunta de las autoridades reguladoras nacionales competentes.**

#### **1.2.2.2 TAREAS RELACIONADAS CON OTRAS INSTITUCIONES COMUNITARIAS**

Entre las tareas encomendadas a la nueva Agencia destaca la de desempeñar un **papel consultivo con respecto a la CE**, otras autoridades comunitarias y las autoridades reguladoras nacionales para todas aquellas cuestiones relacionadas con la finalidad para la que se ha creado. Asimismo, la Agencia debe informar a la CE cuando considere que la cooperación entre los gestores de redes de transporte no produce los resultados necesarios o cuando una autoridad reguladora nacional cuya decisión ha violado las directrices no se somete adecuadamente al dictamen, a la recomendación o a la decisión de la Agencia.

A tenor de lo previsto en el artículo 5 del Reglamento comunitario, esta labor consultiva puede desempeñarse **por propia iniciativa o a petición del PE, del Consejo o de la CE y mediante la presentación del correspondiente dictamen o recomendación.**

#### **1.2.2.3 TAREAS RELACIONADAS CON ENTSO-E Y ENTSO-G**

El Reglamento recoge en su artículo 6 las tareas de la Agencia respecto a las Redes Europeas de Gestores de Redes de Transporte (REGRTs o ENTOSs en inglés). La mayor parte de estas tareas se encuentran recogidas y ampliamente detalladas en los Reglamentos sectoriales 714/2009 (electricidad) y 715/2009 (gas).

En general, **la Agencia controlará todos los aspectos relevantes del trabajo de las REGRTs** mediante la adopción de dictámenes y supervisando su trabajo.

Los aspectos relevantes de la relación de la Agencia con las REGRTs son los siguientes:

- “La Agencia emitirá un **dictamen** a la Comisión sobre el **proyecto de estatutos, la lista de miembros y el proyecto de reglamento interno** de la REGRT de Electricidad [...] y sobre los de la REGRT de Gas”. (Artículo 6.1)

La REGRT de electricidad fue creada en diciembre de 2008 y la REGRT de gas, en diciembre de 2009. Aunque ambas ya están en funcionamiento, la Agencia tendrá que emitir igualmente los dictámenes mencionados sobre las REGRTs a la CE.

- “La Agencia **controlará la ejecución de las tareas** de la REGRT de Electricidad [...] y de la REGRT de Gas”. (Artículo 6.2)

Se entiende que la Agencia debe controlar que las REGRTs llevan a cabo las tareas encomendadas por el Tercer Paquete y, más concretamente, ejecutan las tareas incluidas en sus programas de trabajo anual.

- “La Agencia emitirá **un dictamen**.”

a) “A la REGRT de Electricidad [...] y a la REGRT de Gas [...] sobre los **códigos de red**” (Artículo 6.3)

Si se analiza el contenido completo del artículo, se refiere a los códigos promovidos directamente por las REGRTs sin necesidad de que exista una invitación de la CE.

El dictamen sobre los códigos de red exigirá un amplio conocimiento de los detalles por parte de la Agencia, lo cual requerirá una importante carga de trabajo y un alto nivel formativo del personal de la Agencia.

b) “A la REGRT de Electricidad [...] y a la REGRT de Gas [...] sobre el proyecto de **programa de trabajo anual**, el proyecto de **plan de desarrollo de redes de ámbito comunitario** y otros documentos pertinentes [...] teniendo en cuenta los objetivos de **no discriminación, competencia efectiva y funcionamiento eficiente y seguro** de los mercados” (Artículo 6.3)

- “La Agencia **participará en el desarrollo de los códigos de red**.” (Artículo 6.4)

Es muy importante que la Agencia mantenga el control sobre los códigos de red participando en su desarrollo, controlando que estos sean coherentes con las directrices marco correspondientes y garantizando que se cumple el

procedimiento establecido en el tercer paquete. Además, este trabajo facilitará el dictamen a que se refiere el artículo 6.3, letra a.

En este sentido, la CNE es consciente de la importancia de las directrices marco y códigos asociados desde el inicio de su elaboración dado que los códigos de red, una vez adoptados, deberían ser directamente aplicados en los Estados Miembros<sup>[1]</sup>.

- “La Agencia presentará un **dictamen motivado** a la REGRT de Electricidad y a la REGRT de Gas sobre el **código de red**,” (Artículo 6.4)

Estos códigos son los promovidos a instancia de la CE (artículo 6.7 de los dos Reglamentos sectoriales). El plazo para presentar el dictamen es de tres meses.

- “La Agencia presentará el **código de red** a la Comisión y **podrá recomendar que sea adoptado**,” (Artículo 6.4)

En todos los casos, la Agencia tendrá que dar su opinión sobre los proyectos de código de red preparados por las REGRTs y solamente propondrá a la CE su adopción cuando considere que el código cumple con las directrices marco correspondientes.

- “La Agencia presentará a la Comisión un dictamen debidamente motivado [...] cuando la REGRT de Electricidad y la REGRT de Gas **no hayan aplicado un código de red** [...] que no haya sido adoptado por la Comisión” (Artículo 6.5)
- “La Agencia vigilará y analizará la **aplicación de los códigos de red y de las directrices adoptadas por la Comisión** [...] e informará a la Comisión” (Artículo 6.6)

La vigilancia del cumplimiento de los códigos (adoptados o no por la CE) y de las directrices adoptadas por la CE (puntos 5 y 6 de este artículo) es una de las funciones más importantes de la Agencia. Si la CE es considerada “el guardián de los Tratados”, la Agencia actuará como “guardián de los códigos de red”. A nivel nacional, la CNE deberá asimismo vigilar su cumplimiento, por tanto deberá prestar una atención especial a los códigos que se aprueben y a las directrices que adopte la CE.

---

<sup>[1]</sup> En realidad, los códigos son no vinculantes a menos que con posterioridad sean aprobados mediante comitología. La CE decidirá si se lleva un código a un proceso de comitología.

- “La Agencia controlará los progresos realizados en la ejecución de los proyectos para crear **nueva capacidad de interconexión.**” (Artículo 6.7)
- “La Agencia controlará la ejecución de los **planes de desarrollo de la red de ámbito comunitario.**” (Artículo 6.8)

Favorecer un adecuado nivel de interconexión y un desarrollo coherente de las redes de transporte para favorecer el comercio transfronterizo de energía a nivel paneuropeo son objetivos de primer orden que deberán ser “controlados” por la Agencia. Es claro que en este sentido, la CNE colaborará con la Agencia controlando y aportando información a nivel nacional sobre las infraestructuras de interconexión y las incluidas en los planes de desarrollo de las redes de ámbito comunitario. Este punto reviste especial importancia ya que la Agencia evitará que se produzcan retrasos injustificados en el desarrollo de las redes y, en particular, de las interconexiones.

- “La Agencia **supervisará la cooperación regional de los gestores de redes de transporte.**” (Artículo 6.9)

En este contexto, ya se ha comenzado la elaboración de proyectos “piloto” de directrices marco y códigos de red que sirvan para probar el proceso y avanzar en ciertas áreas de la regulación incluso antes del establecimiento formal de la Agencia.

En el proyecto piloto de electricidad, ERGEG ha creado un grupo de expertos que asesore durante la elaboración de la directriz marco sobre conexión a la red. Actualmente, el proyecto se encuentra en su fase inicial (evaluación de impacto).

#### 1.2.2.4 OTRAS TAREAS

Por último, el artículo 9 del Reglamento comunitario atribuye a la Agencia el ejercicio subsidiario de competencias atribuidas a las autoridades reguladoras nacionales en materia de exenciones de infraestructuras y certificaciones, bajo determinadas circunstancias especificadas en la propia normativa.

Así, **en materia de exenciones**, la Agencia es competente para decidir sobre las exenciones que se concedan durante un tiempo determinado a los **nuevos interconectores directos de corriente continua**, conforme a las condiciones estipuladas en el artículo 17 del Reglamento 714/2009 sobre condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad. La **Agencia ejercerá esta competencia en aquellos supuestos en los que las autoridades reguladoras afectadas no logren ponerse de acuerdo en un plazo máximo de 6 meses**, desde la fecha en la que se solicitó la exención, o a petición conjunta de las autoridades reguladoras afectadas por la decisión. En estos supuestos, la Agencia adoptará dicha decisión tras consultar a las autoridades reguladoras afectadas y a los solicitantes de la exención.

Asimismo, se le atribuye a la Agencia la tarea de decidir sobre las exenciones que se concedan por un periodo de tiempo determinado y que afecten a las **grandes infraestructuras de gas nuevas** (esto es, interconexiones, instalaciones de GNL y de almacenamiento) conforme a las condiciones estipuladas en el artículo 36 de la Directiva 2009/73/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural. La Agencia ejercerá dicha competencia cuando la infraestructura en cuestión se encuentre **ubicada en el territorio de más de un Estado miembro y las autoridades reguladoras afectadas no logren ponerse de acuerdo en un plazo máximo de 6 meses** (desde la fecha en la que se solicitó la exención) o a petición conjunta de las autoridades reguladoras afectadas por la decisión.

Para ello, en el plazo de 2 meses desde la fecha en la que se solicitó la exención, la Agencia podrá presentar un dictamen consultivo a las autoridades reguladoras de los Estados miembros afectados que le sirva de base para tomar su decisión. No obstante lo anterior, en el supuesto de que las partes afectadas adopten una resolución en un plazo máximo de 6 meses informarán a la Agencia sobre la misma.

Finalmente, en **el ámbito de las certificaciones de los gestores de las redes de transporte de energía eléctrica y de gas**, la Agencia emitirá su dictamen, a petición de la Comisión, sobre las decisiones de las autoridades reguladoras nacionales, en el ámbito del procedimiento previsto en el artículo 3 del Reglamento 714/2009 sobre



condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad, y en el artículo 3 del Reglamento 715/2009 sobre condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural.

**El artículo 11 encarga a la Agencia elaborar un informe anual en el que plasme el resultado de la supervisión de los mercados interiores de la electricidad y el gas natural<sup>15</sup>.** Este informe anual, tendrá una gran importancia y será una referencia de gran valor para evaluar la evolución de los mercados de la electricidad y el gas natural en España y en toda la Unión Europea.

Dado que esta supervisión se realizará *“en estrecha colaboración con la Comisión, los Estados miembros y las autoridades nacionales pertinentes, incluidas las autoridades reguladoras nacionales”*, la CNE colaborará estrechamente con la Agencia en este sentido con el fin de evitar errores o incongruencias en los datos que se publiquen en el ejercicio de la supervisión de los mercados<sup>16</sup>.

### 1.2.3 IMPLICACIONES PARA LA CNE

La CNE considera que la creación de ACER es un hito importante en el proceso de creación de un verdadero MIE, ya que una cooperación reforzada entre las autoridades nacionales de regulación es una condición necesaria para estimular un mayor comercio transfronterizo de electricidad y gas natural en la UE.

Aunque la CNE viene participando activamente en el contexto del CEER y ERGEG, el nuevo contexto institucional introducido por ACER hace que la CNE se proponga **revisar su participación actual en el proceso Europeo** a través de:

- la Asamblea General del CEER y el ERGEG

---

<sup>15</sup> En particular los precios al por menor de la electricidad y el gas natural, el acceso a las redes, incluido el acceso a la electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables, y el cumplimiento de los derechos de los consumidores establecidos en la Directiva 2009/72/CE y la Directiva 2009/73/CE.

<sup>16</sup> En la CNE, para adaptar el seguimiento de los mercados a esta nueva realidad deberán coordinarse las Direcciones de Relaciones Institucionales, de Energía Eléctrica y de Gas.

- los distintos grupos de trabajo (a nivel técnico) establecido por los reguladores Europeos.
- de las Iniciativas Regionales del ERGEG
- de otras iniciativas, como las lideradas por la CE.

Adicionalmente, la CNE explorará **nuevas vías “para reforzar su presencia en Europa” en un futuro próximo** a través de:

- los trabajos orientados a que ACER esté operativa en marzo de 2011.
- su representación en el Consejo de Reguladores de ACER
- su participación activa en los nuevos grupos de trabajo que a nivel técnico sean creados en ACER.
- presencia a nivel técnico en el “staff” de ACER en calidad de experto nacional destacado.

**La CNE es consciente de que este nuevo modelo de cooperación reforzada entre reguladores nacionales a través de ACER, tendrá que traducirse en una participación reforzada de la CNE en la nueva Agencia, tanto a nivel institucional como a nivel técnico.**

Finalmente, y para una adecuada cooperación de las autoridades reguladoras en el seno de ACER, se destaca la necesidad de que los Estados miembros traspongan adecuadamente los nuevos requerimientos de las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE destinados a reforzar los poderes de los reguladores nacionales.

En concreto, como señala el informe “Análisis de los procedimientos administrativos”<sup>17</sup> en los tres Estados miembros de la región suroeste del ERGEG (España, Francia y Portugal), la CNE es el único regulador de la región que aún carece de poderes para modificar la regulación del comercio transfronterizo. De esta forma, si bien los reguladores de Francia y Portugal (CRE y ERSE) son competentes para modificar las normas de gestión (por ejemplo los procedimientos para asignar capacidad y gestionar

---

<sup>17</sup> Disponible en [www.energy-regulators.eu](http://www.energy-regulators.eu)

la congestión) de una interconexión, en el caso Español estas competencias residen en el MITYC. La CNE entiende que ese aspecto debería ser objeto de revisión.

### **1.3 NUEVOS REQUERIMIENTOS SOBRE SEPARACION DE ACTIVIDADES**

#### **1.3.1 MODELOS Y ALTERNATIVAS PARA UNA SEPARACIÓN EFECTIVA DE LA ACTIVIDAD DE TRANSPORTE**

Las Directivas ofrecen diferentes opciones a fin de lograr una separación efectiva de las redes de transporte y de los gestores de red de transporte, tanto de gas como de electricidad, que habrán de estar implantadas desde el 3 de marzo de 2012:

- I. Separación de propiedad (*MODELO TSO NO INTEGRADO / TRANSMISSION SYSTEM OPERATOR: **MODELO TSO***): el propietario de la red es designado gestor de la red y es independiente de cualquier empresa con intereses en la producción y el suministro.
  
- II. En el caso de que a la entrada en vigor de las nuevas directivas,(3 de septiembre de 2009) la red de transporte pertenezca a una empresa verticalmente integrada, cada Estado miembro puede optar por una posibilidad distinta de la separación de propiedad, a elegir entre:
  - a) la designación de un gestor de red independiente, a propuesta del propietario de la red (*OPERADOR DEL SISTEMA INDEPENDIENTE/ INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR: **MODELO ISO***), o bien
  
  - b) la creación de un gestor de transporte que sea independiente de los intereses de suministro y producción (*GESTOR DE TRANSPORTE INDEPENDIENTE / INDEPENDENT TRANSMISSION OPERATOR: **MODELO ITO***)

### 1.3.1.1 TSO NO INTEGRADO: SEPARACION DE PROPIEDAD<sup>18</sup>

En el caso de haber optado por la separación patrimonial (TSO NO INTEGRADO), **toda empresa propietaria de una red de transporte habrá de actuar como gestor de la red de transporte.**

Además, las **Directivas incluyen ciertas limitaciones** destinadas a garantizar la independencia de la explotación de la red con respecto a intereses de suministro y generación, que se concretan en que **una misma persona o personas no tengan derecho a:**

- ejercer control, de manera directa o indirecta, sobre una empresa de producción o suministro, y a ejercer control, de manera directa o indirecta, o ejercer derechos en un gestor de la red de transporte o en una red de transporte, o
- ejercer control, de manera directa o indirecta, sobre un gestor de la red de transporte o una red de transporte y a ejercer control, de manera directa o indirecta, o ejercer derechos en una empresa de producción o suministro,
- a nombrar a los miembros del consejo de supervisión o del de administración o de los órganos que representen legalmente a la empresa, de un gestor de la red de transporte o una red de transporte, y, directa o indirectamente, a ejercer control o ejercer derechos en una empresa de producción o suministro.
- a ser miembro del consejo de supervisión, del de administración o de los órganos que representen legalmente a la empresa a la vez de una empresa de producción o suministro o de un gestor de la red de transporte o una red de transporte.

---

<sup>18</sup> Ver Artículo 9 de la Directiva 2009/73/CE de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural)  
Y Artículo 9 de la Directiva 2009/72/CE de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad)

Las Directivas especifican que los derechos anteriormente referidos incluyen, en particular:

- “a) la facultad de ejercer derechos de voto;*
- b) la facultad de designar a miembros del consejo de supervisión o de administración o de los órganos que representen legalmente a la empresa, o*
- c) la posesión de una parte mayoritaria.”*

### **1.3.1.2 MODELO ISO: GESTORES DE RED INDEPENDIENTES<sup>19</sup>**

En caso de que **a 3 de septiembre de 2009 la red de transporte perteneciera a una empresa verticalmente integrada, los Estados miembros** pueden optar por no aplicar la separación de propiedad, pudiendo **designar a un gestor de red independiente** a propuesta del propietario de la red de transporte.

El Estado miembro solo podrá autorizar y designar a un gestor de red independiente, que gestionará la red de transporte, cuando **el candidato a gestor haya demostrado, entre otros aspectos, que:**

- cumple las condiciones requeridas al gestor por las Directivas, destinadas a garantizar la independencia de la actividad de transporte y descritas en el apartado anterior
- dispone de los recursos humanos, técnicos, financieros y físicos necesarios para llevar a cabo las funciones asignadas por las Directivas,
- se haya comprometido a cumplir un plan decenal de desarrollo de la red supervisado por la autoridad reguladora,
- el propietario de la red de transporte haya demostrado su capacidad de cumplir las obligaciones que le asignan las Directivas:
  - prestar al gestor de la red independiente la cooperación y el apoyo necesario para el desarrollo de sus funciones;

---

<sup>19</sup> (Artículo 14 de la Directiva 2009/73/CE de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural)  
(Artículo 13 de la Directiva 2009/72/CE de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad)

- financiar las inversiones decididas por el gestor de red independiente y autorizadas por la autoridad regulatoria o dar su consentimiento para que sean financiadas por cualquier parte interesada, incluido el gestor de red independiente;
- tomar las disposiciones oportunas para la cobertura de responsabilidad derivada de los activos de red y
- aportar las garantías necesarias para facilitar la financiación de ampliaciones de la red.

Entre las **competencias asignadas al gestor de red** independiente se destaca:

- Conceder y gestionar el acceso de terceros, incluidos la percepción de las tarifas de acceso, los ingresos debidos a la congestión y los pagos en virtud del mecanismo de compensación de los gestores de red de transporte
- Explotar, mantener y desarrollar la red de transporte y asegurar la capacidad a largo plazo de la red para hacer frente a una demanda razonable mediante la planificación de inversiones.
- Planificación, incluyendo el procedimiento de autorización, construcción y puesta en servicio de nuevas infraestructuras, actuando así el gestor de red independiente como gestor de la red de transporte.

Los propietarios de las redes de transporte no serán competentes para la concesión y gestión del acceso de terceros ni de la planificación de inversiones.

Cada Estado miembro sólo podrá autorizar y designar a un gestor de red independiente cuando se cumplan ciertas condiciones por parte del candidato. Las citadas condiciones se recogen en el artículo 14 de la Directiva de gas y en el artículo 13 de la Directiva de electricidad.

Así, los citados artículos recogen las siguientes **exigencias que habrá de cumplir un candidato para su reconocimiento como ISO**:

- demostrar que cumple las condiciones establecidas en el artículo 9 a los efectos de garantizar su independencia respecto de las actividades de producción y suministro;
- demostrar que dispone de los recursos humanos, técnicos, financieros y físicos necesarios para llevar a cabo sus funciones;
- comprometerse a cumplir un plan decenal de desarrollo de la red supervisado por la autoridad reguladora;
- que el propietario de la red de transporte haya demostrado su capacidad de cumplir las obligaciones impuestas por la Directiva;
- demostrar su capacidad de cumplir las obligaciones que le impone el Reglamento (CE) 715/2009, incluida la cooperación de los gestores de red de transporte en los ámbitos europeo y regional.

### **1.3.1.3 MODELO ITO: GESTOR DE TRANSPORTE INDEPENDIENTE<sup>20</sup>**

**Si a 3 de septiembre de 2009, la red de transporte perteneciera a una empresa verticalmente integrada,** los Estados miembros podrán decidir no aplicar la separación de propiedad, y optar por una tercera posibilidad, **el modelo ITO (GESTOR DE TRANSPORTE INDEPENDIENTE).**

**Este modelo preserva la integridad de las compañías de suministro/generación y transporte pero les obliga a cumplir ciertas reglas para asegurar que estas dos actividades de la compañía operen de manera independiente en la práctica.**

- Los activos necesarios para la actividad de transporte, incluida la red de transporte, serán propiedad del gestor de la red de transporte.
- Contarán con todos los recursos humanos, técnicos, físicos y financieros necesarios para cumplir sus obligaciones.

---

<sup>20</sup> (Capítulo IV de la Directiva 2009/73/CE de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural: artículos del 17 al 23)  
(Capítulo V de la Directiva 2009/72/CE de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad: artículos del 17 al 23)

- No compartirá los sistemas y equipos informáticos, los locales físicos ni los sistemas de acceso de seguridad con ninguna de las partes de la empresa integrada verticalmente.
- Dispondrá de derechos efectivos en el proceso de toma de decisiones, independientes de los de la empresa integrada verticalmente.
- Las filiales de la empresa integrada verticalmente que lleven a cabo funciones de producción o suministro no tendrán ninguna participación directa o indirecta en el gestor de la red de transporte ni viceversa.
- Independencia del personal y de la gestión del gestor de la red de transporte.
- Dispondrá de un órgano de supervisión responsable de la aprobación de los planes financieros, del nivel de endeudamiento y del importe de los dividendos.
- Anualmente presentará a la autoridad reguladora un plan decenal de desarrollo de la red.

Las Directivas incorporan en sus respectivos **artículos 22** disposiciones relativas al **desarrollo de la red y competencias para tomar decisiones de inversión** por parte del ITO. Con idéntica redacción en ambas normas, el artículo 22 establece en sus primeros apartados que:

*“1. Cada año, los gestores de red de transporte presentarán a la autoridad reguladora un plan decenal de desarrollo de la red basado en la oferta y la demanda existentes y previstas después de consultar a todos los interesados pertinentes. Dicho plan de desarrollo de la red contendrá medidas eficaces para garantizar la adecuación de la red y la seguridad del suministro.*

*2. En particular, el plan decenal de desarrollo de la red:*

*a) indicará a los participantes en el mercado las principales infraestructuras de transporte que sea necesario construir o modernizar durante los próximos diez años;*

*b) contendrá todas las inversiones ya decididas y determinará las nuevas inversiones que haya que ejecutar en los próximos tres años, y*

*c) facilitará un calendario de todos los proyectos de inversión.”*



Asimismo, en el citado artículo, y para ambos mercados, se indica que la autoridad reguladora examinará si el plan decenal de desarrollo de la red cubre todas las necesidades de inversión determinadas previa consulta a todos los usuarios reales o potenciales de la red, en relación con tal plan decenal, y si es coherente con el plan decenal de desarrollo de la red de ámbito comunitario.

Ambas Directivas prevén la posibilidad de que la autoridad reguladora pueda requerir al gestor de red de transporte que modifique su plan decenal de desarrollo de la red y supervisará y revisará la aplicación del mismo.

Igualmente, en los citados artículos 22 de cada Directiva se incluyen actuaciones que podrá seguir la autoridad reguladora en caso de incumplimiento del plan decenal de desarrollo de la red.

### **1.3.2 LAS INFRAESTRUCTURAS DE GNL Y ALMACENAMIENTOS**

En relación con las **instalaciones de GNL**, el **artículo 12 de la Directiva 2009/73/CE** establece que los Estados miembros designarán, o pedirán a las compañías de gas natural que designen **uno o más gestores de instalaciones de GNL** por un periodo de tiempo definido. Esta disposición es nueva, y extiende al GNL la necesidad de una mayor y más efectiva separación de la gestión de las instalaciones, con respecto al suministro/producción.

En paralelo a lo establecido para las plantas de GNL, el artículo 12 también establece que los Estados miembros designarán, o pedirán a las compañías de gas natural que designen **uno o más gestores de instalaciones de almacenamiento** por un periodo de tiempo definido.

Es necesario destacar que el **artículo 2, “Definiciones”**, de la nueva Directiva **excluye la parte de las plantas de GNL destinadas a almacenamiento de la definición de instalación de GNL**, pero incluye el almacenamiento temporal necesario para el correcto funcionamiento de la planta y el abastecimiento de la red de transporte.

Adicionalmente, se define almacenamiento como aquellas instalaciones utilizadas para el almacenamiento de gas natural que sea propiedad o de cuya explotación se haga cargo una compañía de gas natural, incluyendo las instalaciones de GNL destinadas al almacenamiento, excluyendo el almacenamiento operativo.

Por otro lado, para aquellos almacenamientos que sean técnica y/o económicamente necesarios para un acceso eficiente a la red, el artículo 15 requiere que los gestores de los mismos que formen parte de empresas verticalmente integradas estén, al menos, separados legal y funcionalmente (personalidad jurídica, organización y toma de decisiones) de las demás actividades no relacionadas con el almacenamiento. Esta obligación no se extiende, por tanto, a aquellos almacenamientos no sujetos al acceso de terceros.

Las notas interpretativas de la Comisión Europea sobre el acceso de terceros a los almacenamientos aportan algunos principios sobre qué significa “técnica y/o económicamente necesarios para el uso efectivo de la red”. Se considerará si los usuarios tienen acceso a otras infraestructuras o instrumentos que proporcionen la flexibilidad que los agentes requieren para realizar el suministro de gas a sus clientes. Además, no podrán hacerse diferenciaciones en el acceso por tipo de usuario o según el portafolio de sus clientes.

**Los denominados almacenamientos estratégicos serán almacenamientos con acceso de terceros regulado** bajo la Directiva 2009/73/CE, y se consideran como técnica y/o económicamente necesarios para el acceso a la red cuando se hayan impuesto obligaciones de almacenamiento a las empresas suministradoras de gas.

La independencia del gestor de almacenamientos se garantiza mediante una serie de criterios mínimos que buscan la independencia en la toma de decisiones. Para ello, el gestor de la red de almacenamientos gozará de derechos efectivos para adoptar decisiones, independientemente de la compañía verticalmente integrada, con respecto a los activos necesarios para desarrollar, explotar y mantener las instalaciones.

Adicionalmente, se establecerá un programa de cumplimiento con las medidas adoptadas para asegurar la exclusión de conductas discriminatorias y garantizar el

cumplimiento de dicho programa. La persona u órgano competente para controlar el programa de cumplimiento presentará a la autoridad reguladora un informe anual con las medidas adoptadas, el cual debe publicarse.

**En cuanto al acceso de terceros a los almacenamientos, el nuevo artículo 33**, que sustituye al 19 de la Directiva anterior, **mantiene la opción de acceso negociado y acceso regulado** para aquellas instalaciones de almacenamiento y gas almacenado en los gasoductos, incluidos los servicios auxiliares, que sean técnica y/o económicamente necesarios para un acceso eficiente a la red. La elección de uno de los modelos para cada instalación concreta de almacenamiento continua siendo explícitamente potestad de cada país.

En el caso del acceso negociado, sigue siendo obligación de los gestores la publicación de las condiciones comerciales de los contratos de acceso y la actualización anual de esta información. En el acceso regulado, continuarán siendo los Estados miembros, o el regulador, los encargados de establecer las medidas oportunas para garantizar el derecho de acceso, sobre la base de unas tarifas transparentes y públicas.

**Independientemente del tipo de modelo escogido, el acceso a estas instalaciones será objetivo, transparente y no discriminatorio.**

Las nuevas disposiciones introducidas por el artículo 33 son:

- La obligación de que los Estados miembros, o el regulador, definan y publiquen unos criterios con arreglo a los cuales se pueda determinar el régimen de acceso aplicable a estas infraestructuras. Esto aplica tanto al modelo de acceso regulado como al negociado. La definición de estos criterios conllevará, al menos, el análisis de la disponibilidad y necesidad de flexibilidad/tipos de flexibilidad de las empresas suministradoras de gas, y el análisis de los instrumentos disponibles para proporcionar dicha flexibilidad. Se establecerá así una lista de criterios a cumplir para la asignación de un régimen determinado a cada almacenamiento.

- La obligación de los gestores de almacenamiento de consultar al mercado sobre las condiciones de los contratos de acceso negociado al desarrollar los mismos.
- La obligación de que los Estados miembros, o el regulador, consulten a los usuarios en el desarrollo de las tarifas de acceso, para el caso del acceso regulado.

**Las funciones de los gestores de almacenamientos y/o de redes de GNL se regulan en el artículo 13** de la Directiva 2009/73/CE, que sustituye al artículo 8 de su antecesora. En él se establecen las obligaciones a cumplir por los gestores de instalaciones en relación con el desarrollo, mantenimiento y seguridad de las instalaciones, la colaboración con otros operadores y la información a proporcionar para el acceso de terceros.

Por último, el **artículo 16** de la nueva Directiva, en sustitución del artículo 10 de la Directiva predecesora, hace extensiva a los gestores de almacenamientos e instalaciones de GNL la obligación de confidencialidad anteriormente impuesta a los gestores de redes de transporte. Así, los gestores de instalaciones de almacenamiento y GNL, al igual que los de redes de transporte por gasoducto, deberán preservar el carácter confidencial de la información sensible a efectos comerciales, evitando igualmente que se revele de forma discriminatoria información sobre sus propias actividades que pudiera suponer una ventaja competitiva. En particular, se evitará la divulgación de información comercial a otras partes de la empresa verticalmente integrada.

### **1.3.3 LOS PROCESOS DE DESIGNACION Y CERTIFICACION<sup>21</sup>**

Las Directivas prevén la **designación y certificación de los gestores de red de transporte por parte de la autoridad reguladora nacional en un plazo de cuatro**

---

<sup>21</sup> (Artículo 10 de la Directiva 2009/73/CE de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural)  
(Artículo 10 de la Directiva 2009/72/CE de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad)

**meses a partir de la fecha de notificación, comunicando su decisión a la Comisión.**

Señala el artículo 10 de la Directiva sobre electricidad:

*“Artículo 10*

*Designación y certificación de los gestores de red de transporte*

- 1. Una empresa, para ser autorizada y designada como gestor de la red de transporte, deberá ser certificada según los procedimientos establecidos en los apartados 4, 5 y 6 del presente artículo y en el artículo 3 del Reglamento (CE) no 714/2009.*
- 2. Las empresas que posean una red de transporte y hayan sido certificadas por la autoridad reguladora nacional como empresas que cumplen las exigencias establecidas en el artículo 9, con arreglo al procedimiento de certificación que figura a continuación, serán autorizadas y designadas como gestores de red de transporte por los Estados miembros. Las designaciones de gestores de red de transporte se notificarán a la Comisión y se publicarán en el Diario Oficial de la Unión Europea.*
- 3. Los gestores de red de transporte notificarán a la autoridad reguladora cualquier transacción prevista que pueda requerir un control del cumplimiento de los requisitos del artículo 9.*
- 4. Las autoridades reguladoras controlarán si los gestores de red de transporte cumplen de manera constante los requisitos del artículo 9. Para asegurar este cumplimiento, iniciarán un procedimiento de certificación:*
  - a) tras la notificación del gestor de la red de transporte contemplada en el apartado 3;*
  - b) por iniciativa propia cuando tengan conocimiento de que un cambio previsto en los derechos o la capacidad de influencia en los propietarios de red de transporte o los gestores de red de transporte puede dar lugar a una infracción del artículo 9, o cuando tengan motivos para creer que puede haberse dado tal infracción; o*
  - c) tras una solicitud motivada de la Comisión al respecto.*
- 5. Las autoridades reguladoras adoptarán una decisión sobre la certificación del gestor de la red de transporte en un plazo de cuatro meses a partir de la fecha de notificación por el gestor de la red de transporte o a partir de la fecha de la solicitud de la Comisión. Transcurrido este plazo, se considerará que se ha concedido la certificación. La decisión explícita o tácita de la autoridad reguladora solo podrá surtir efecto tras la conclusión del procedimiento establecido en el apartado 6.*

6. *La decisión explícita o tácita sobre la certificación del gestor de la red de transporte será notificada a la Comisión sin demora por la autoridad reguladora, junto con la información pertinente relativa a dicha decisión. La Comisión actuará de conformidad con el procedimiento establecido en el artículo 3 del Reglamento (CE) no 714/2009.*

7. *Las autoridades reguladoras y la Comisión podrán solicitar a los gestores de red de transporte y las empresas que realicen cualquiera de las funciones de generación o suministro cualquier información útil para el cumplimiento de las funciones indicadas en el presente artículo.*

8. *Las autoridades reguladoras y la Comisión mantendrán la confidencialidad de la información sensible a efectos comerciales”.*

En parecidos términos se expresa la Directiva de gas en su artículo 10.

Por su parte el artículo 18 de ambas Directivas, integrado en ambos casos en el capítulo dedicado a la figura del Gestor de Transporte Independiente (ITO), se refiere, igualmente al proceso de certificación recogido en el artículo 10 anteriormente citado. Concretamente, en el caso de la Directiva de gas se indica:

*“10. Una empresa certificada por la autoridad reguladora como conforme de acuerdo con los requisitos del presente capítulo será autorizada y designada como gestor de la red de transporte por el Estado miembro interesado. Será aplicable el procedimiento de certificación del artículo 10 de la presente Directiva y del artículo 3 del Reglamento (CE) no 715/2009 o el del artículo 11 de la presente Directiva.”*

### **1.3.4 EL CASO DE TERCEROS PAISES**

Las Directivas prevén, igualmente, un procedimiento de **certificación en relación con terceros países**. Así, establecen que cuando se solicite una certificación por parte de un propietario de la red de transporte o un gestor de la red de transporte que esté controlada por una persona o personas de uno o más terceros países, **la autoridad reguladora lo notificará inmediatamente a la Comisión**, así como cualquier circunstancia que pueda ocasionar que una persona o personas de uno o más terceros

países asuman el control de una red de transporte o de un gestor de la red de transporte.

Asimismo, **los gestores de redes de transporte notificarán a las autoridades reguladoras** toda circunstancia que pueda ocasionar que una persona o personas de uno o más terceros países asuman el control de la red de transporte o del gestor de la red de transporte.

**El regulador adoptará un proyecto de decisión** sobre la certificación de un gestor en un plazo de **cuatro meses** a partir de la notificación, **denegando la misma cuando** no se haya demostrado:

- a) El cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 9 y
- b) Ante la autoridad reguladora u otra autoridad competente designada por el Estado miembro, que la concesión de la certificación **no pondrá en peligro la seguridad del suministro energético del Estado miembro y de la Comunidad.**

Antes de que las autoridades reguladoras adopten una decisión sobre la certificación, se solicitará dictamen a la Comisión Europea sobre si la entidad cumple los dos requisitos anteriores y que deberá ser emitido por la CE en un plazo de dos meses a partir de la recepción de la petición.

La Comisión podrá adoptar directrices que establezcan normas detalladas sobre el procedimiento que debe seguirse para la aplicación del presente artículo.

### **1.3.5 LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN**

Con respecto a la actividad de distribución, las Directivas establecen, en sus respectivos artículos 26, que **si el gestor de la red de distribución forma parte de una empresa verticalmente integrada, deberá ser independiente de las demás actividades no relacionadas con la distribución, al menos en lo referido a personalidad jurídica, organización y toma de decisiones.** Estas normas no

incluyen obligación de separación de propiedad de los activos del sistema de distribución de la empresa verticalmente integrada, es decir, estableciendo así la separación jurídica y funcional.

Asimismo, las Directivas establecen, en caso de que el gestor de distribución pertenezca a una empresa integrada verticalmente, la obligación de independencia de aquel, en cuanto a organización y adopción de decisiones, para lo cual se indica la aplicación de los siguientes criterios mínimos:

- los encargados de la administración del gestor de la red de distribución no podrán participar en estructuras de la empresa integrada que se ocupen, directa o indirectamente, de la gestión cotidiana de las actividades de producción, transporte y suministro;
- se obliga a garantizar la consideración de los intereses profesionales de las personas encargadas de la administración del gestor de la red de distribución,
- el gestor de la red de distribución gozará de facultad de decisión efectiva, independientemente de la empresa integrada, con respecto a los activos necesarios para explotar, mantener o desarrollar la red. No obstante se asegurará la supervisión, tanto económica como de gestión, de la sociedad matriz respecto a los activos de sus filiales, concretamente, la aprobación del plan financiero anual, o instrumento equivalente, del gestor de la red de distribución, así como el establecimiento del nivel de endeudamiento. La sociedad matriz no podrá dar instrucciones respecto de la gestión cotidiana ni de decisiones particulares referentes a la construcción o mejora de líneas de distribución que no sobrepasen lo establecido en el plan financiero aprobado.
- el gestor de la red de distribución deberá establecer un programa de cumplimiento sobre las medidas adoptadas para garantizar la ausencia de conductas discriminatorias, garantizando la supervisión adecuada del mismo.

Finalmente se establece, en ambas Directivas, cuando el gestor de la red de distribución forme parte de una empresa integrada verticalmente, que los Estados



miembros garantizarán el control de sus actividades por parte de las autoridades reguladoras u *otros* organismos competentes, de manera que no pueda aprovecharse de su integración vertical para falsearla competencia.

Finalmente se destaca el artículo 28 sobre redes de distribución cerrada, en relación a redes que distribuyen gas o electricidad a clientes no domésticos, concentrados geográficamente, con la producción integrada (por razones técnicas o de seguridad específicas) y que distribuyen principalmente al propietario de la red y a sus empresas vinculadas.

En este caso, se puede decidir eximir al gestor de la red de distribución de las obligaciones de adquirir la energía que utilice para cubrir pérdidas de energía y capacidad de reserva de su red con arreglos a procedimientos transparentes, no discriminatorios y basados en el mercado, así como la necesidad de que las tarifas de acceso de terceros o metodologías usadas para el cálculo de estas tarifas sean aprobadas por la autoridad reguladora antes de su entrada en vigor. Las citadas tarifas o su metodología de cálculo serán revisadas y aprobadas por el regulador a solicitud de un usuario de la red de distribución cerrada.

### 1.3.6 LA TRANSPOSICIÓN AL CASO ESPAÑOL

En relación a los nuevos requerimientos sobre separación de actividades, y a la vista de la legislación nacional en vigor, este apartado identifica diferentes aspectos sobre los que habrá de realizarse **una reflexión a los efectos de su transposición al ordenamiento jurídico nacional**, referidos, en exclusiva a la actividad de transporte.

Con respecto a la actividad de distribución, tanto de gas como de electricidad, las directivas no realizan exigencia alguna de separación de propiedad, refiriéndose únicamente, a la necesidad de cumplir con la separación jurídica y funcional, requisito ya exigido por la actual legislación nacional.

Así, la Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva

2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y la Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, contemplan las medidas de separación funcional y de gestión entre las diferentes actividades.

Así, **para ambos sectores** se prevé que **las sociedades mercantiles que desarrollen alguna o algunas de las actividades reguladas deben tener como objeto social exclusivo el desarrollo de las mismas** sin que puedan, por tanto, realizar actividades de producción o de comercialización, liberalizadas, ni tomar participaciones en empresas que realicen estas actividades.

No obstante, se permite que un grupo de sociedades pueda desarrollar actividades incompatibles de acuerdo con la Ley, siempre que sean ejercitadas por sociedades diferentes, y se cumplan ciertos criterios de independencia, entre otros:

- Los responsables de la gestión de sociedades que realicen actividades reguladas no podrán participar en estructuras organizativas del grupo empresarial que sean responsables, directa o indirectamente, de la gestión cotidiana de actividades liberalizadas.
- Los grupos de sociedades garantizarán la independencia de los responsables de la gestión de sociedades que realicen actividades reguladas mediante la protección de sus intereses profesionales.
- Las sociedades que realicen actividades reguladas y las personas responsables de su gestión que se determine no podrán poseer acciones de sociedades que realicen actividades liberalizadas.

- Las sociedades que realicen actividades reguladas tendrán capacidad de decisión efectiva, independiente del grupo de sociedades, con respecto a activos necesarios para explotar, mantener, o desarrollar la red de transporte o distribución. No obstante, el grupo de sociedades tendrá derecho a la supervisión económica y de la gestión de las referidas sociedades, pudiendo aprobar el plan financiero anual, o instrumento equivalente, así como establecer límites globales a su nivel de endeudamiento.
- En ningún caso el grupo empresarial podrá dar instrucciones a las sociedades que realicen actividades reguladas respecto de la gestión cotidiana, ni respecto de decisiones particulares referentes a la construcción o mejora de activos de transporte o distribución, siempre que no se sobrepase lo establecido en el plan financiero anual o instrumento equivalente.
- Las sociedades que realicen actividades reguladas establecerán un código de conducta en el que se expongan las medidas adoptadas para garantizar tal independencia, siendo supervisado su grado de cumplimiento.

### 1.3.6.1 EL SECTOR ELÉCTRICO

Antes de exponer las necesidades de transposición al ordenamiento jurídico español de las normas incluidas en las Directivas, procede ofrecer una visión actual de la situación en el sector eléctrico español, en virtud de la legislación en vigor.

La **Ley 17/2007**, de 4 de julio, ha modificado la legislación anterior para adaptarla a la Directiva Europea 2003/54/CE, y ha supuesto la **consolidación definitiva del modelo por lo demás ya vigente en España de TSO** (TRANSMISSION SYSTEM OPERATOR), que correspondería al modelo de separación patrimonial establecido como una de las opciones en la nueva Directiva 2009/72/CE, siendo operador del sistema eléctrico y gestor de la red de transporte.

Como operador del sistema eléctrico español REE tiene como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte, ejerciendo sus funciones en coordinación con los operadores y sujetos del Mercado Ibérico de la energía eléctrica bajo los principios

de transparencia, objetividad e independencia. Red Eléctrica ejerce además las funciones de operación del sistema en los sistemas insulares y extrapeninsulares.

Como gestor de la red de transporte, **Red Eléctrica actúa como transportista único** y como tal debe garantizar el desarrollo y ampliación de las instalaciones, realizar su mantenimiento y mejora bajo criterios homogéneos y coherentes, gestionar el tránsito de electricidad entre sistemas exteriores que se realicen utilizando las redes del sistema eléctrico español, proporcionar al gestor de cualquier otra red con la que esté interconectado información suficiente para garantizar un funcionamiento seguro y garantizar el acceso de terceros a la red en régimen de igualdad.

**La nueva Ley ha reforzado este modelo** a través de su Disposición adicional vigésimo tercera de la Ley 17/2007, *Creación de una unidad orgánica específica en la sociedad “Red Eléctrica de España, S. A.”* que establece que para el ejercicio de las funciones correspondientes al operador del sistema y gestor de la red de transporte, definidas en el apartado 2 del artículo 34, *“la empresa “Red Eléctrica de España, S. A.” procederá a la creación, dentro de su estructura, de **una unidad orgánica específica que ejercerá en exclusiva las funciones de operador del sistema eléctrico y gestor de la red de transporte** con la adecuada separación contable y funcional, dando cumplimiento a los criterios establecidos en el artículo 14 de la presente Ley, respecto del resto de actividades de la empresa.*

Esta medida adicional garantiza la independencia funcional y de gestión de esta actividad, de la actividad que REE ejerce como transportista. RED ELECTRICA opera el sistema eléctrico español, tanto en la península como en los sistemas insulares y extrapeninsulares. Es propietaria del 99% de la red de transporte en alta tensión y, por tanto, es la única empresa especializada en la actividad de transporte de energía eléctrica en España. El 1% restante, actualmente en propiedad de las empresas eléctricas, deberá ser adquirido por RED ELECTRICA, según establece la Ley 17/2007 en un plazo máximo de tres años desde su aprobación:

*“DISPOSICIÓN TRANSITORIA NOVENA. Transmisión de instalaciones de transporte*

*A fin de dar cumplimiento a lo establecido en los artículos 9 y 35.2 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, las empresas que a la entrada en vigor de la presente Ley sean titulares de instalaciones de transporte, deberán transmitir dichas instalaciones a Red Eléctrica de España, S. A., como gestor de la red de transporte y transportista único, en el plazo máximo de tres años desde la entrada en vigor de la presente Ley(....)*

*En tanto no se materialice la transmisión de las instalaciones de transporte, las empresas titulares de dichas instalaciones podrán seguir ejerciendo dicha actividad, respecto a las instalaciones de su propiedad puestas en servicio o que hayan iniciado la tramitación de la autorización administrativa previa con anterioridad a 1 de enero de 2007, siéndoles de aplicación a estos efectos lo dispuesto en la citada Ley 54/1997 para el transportista único.”*

La Disposición final segunda prevé la entrada en vigor de esta Ley el día siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial del Estado, lo que se produjo el 5 de julio de 2007. De este modo, la transmisión de las redes de transporte en poder de otras empresas distintas de REE habrá de estar finalizada el 6 de julio de 2010, siendo esta fecha anterior al plazo establecido por las Directivas para la adopción de medidas de separación de redes de transporte y de los gestores de red de transporte, que fija con fecha en la que han de estar en vigor tales medidas el 3 de marzo de 2012.

La **Disposición adicional tercera de la Ley 17/2007** prevé la constitución por parte de RED ELECTRICA DE ESPAÑA, S.A. de una **sociedad filial en la que ostente la totalidad del capital social y a la que correspondan las funciones de operador del sistema, gestor de la red de transporte y de transportista**, a la que se le aplicaran todas las disposiciones de la Ley del Sector Eléctrico y concordantes relativas al operador del sistema y gestor de la red de transporte y a la que podrá transmitir su denominación social.

Se establece una limitación **en la participación en el capital social de dicha sociedad** y que consiste en que podrá participar en el accionariado de la sociedad

matriz cualquier persona física o jurídica, siempre que la suma de su participación directa o indirecta en el capital de esta sociedad no supere el 5 por ciento del capital social ni ejerza derechos políticos por encima del 3 por ciento. En el caso de sujetos que realicen actividades en el Sector Eléctrico y aquellas personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente, participen en el capital de estos con una cuota superior al 5 por ciento, no podrán ejercer derechos políticos en la sociedad responsable de la operación del sistema por encima del 1 por ciento.

Una vez expuestas las medidas incorporadas en la nueva Directiva eléctrica y tomando en consideración la legislación nacional, **resulta claro que la regulación española responde al modelo de TSO separado en su propiedad** respecto de otras empresas dedicadas a actividades libres, no obstante pueden realizarse consideraciones en relación con ciertos aspectos recogidos en la Directiva.

a) Limitación del ejercicio de derechos de voto en REE

Tal y como se ha indicado la legislación nacional establece una limitación en la participación en el capital social de REE consistente en que se podrá participar en el accionariado de la sociedad siempre que la suma de su participación directa o indirecta en el capital de esta sociedad no supere el 5 por ciento del capital social ni ejerza derechos políticos por encima del 3 por ciento.

En el caso de sujetos que realicen actividades en el Sector Eléctrico y aquellas personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente, participen en el capital de estos con una cuota superior al 5 por ciento, no podrán ejercer derechos políticos en la sociedad responsable de la operación del sistema por encima del 1 por ciento.

No obstante, la Directiva establece, en el caso de separación patrimonial, es decir, del modelo TSO, ciertas limitaciones al ejercicio de ciertos derechos, de manera que la misma persona no puede controlar sociedades de generación y suministro y controlar o ejercer derechos de voto sobre el TSO o sobre la red de transporte o viceversa.

Asimismo, tal y como se ha expuesto, al gestor de red independiente (ISO) se le exige, para su designación como tal, el cumplimiento de las condiciones establecidas en el artículo 9 destinadas a garantizar la independencia de la red de transporte y de los gestores de red de transporte.

En efecto, **en el caso de haber optado por la separación patrimonial** (TSO NO INTEGRADO, art. 9) o en la adopción del modelo ISO (art. 13), **las Directivas** incluyen ciertas limitaciones, recogidas en los apartados b), c) y d) de los respectivos artículos 9 de cada una, destinadas a garantizar la independencia de la explotación de la red con respecto a intereses de suministro y generación, que se concretan en que **una misma persona o personas no tengan derecho a:**

- ejercer control sobre una empresa de producción o suministro, y a ejercer control o ejercer derechos en un gestor de la red de transporte o en una red de transporte, o
- ejercer control sobre un gestor de la red de transporte o una red de transporte ya ejercer control o ejercer derechos en una empresa de producción o suministro,
- a nombrar a los miembros del consejo de supervisión o del de administración o de los órganos que representen legalmente a la empresa, de un gestor de la red de transporte o una red de transporte, y a ejercer control o ejercer derechos en una empresa de producción o suministro.
- a ser miembro del consejo de supervisión, del de administración o de los órganos que representen legalmente a la empresa a la vez de una empresa de producción o suministro o de un gestor de la red de transporte o una red de transporte.

Las Directivas especifican que los derechos anteriormente referidos incluyen, **en particular:**

*“a) la facultad de **ejercer derechos de voto;***

*b) la facultad de designar a miembros del consejo de supervisión o de administración o de los órganos que representen legalmente a la empresa, o*

*c) la posesión de una parte mayoritaria.”*

Tal y como se ha mostrado, **la legislación española impone unos límites máximos al ejercicio de derechos de voto sobre REE pero no prohíbe el ejercicio de tales derechos,**

Finalmente procede mencionar lo establecido en el artículo 9.12 que indica:

*“12. Las empresas que realicen cualquiera de las funciones de generación o suministro, en ningún caso tendrán la posibilidad de controlar directa o indirectamente a los gestores de redes de transporte independientes de un Estado miembro que aplique lo dispuesto en el apartado 1, ni de ejercer ningún derecho sobre ellos.”*

En tanto en cuanto España ha adoptado el modelo previsto en el citado artículo 9, apartado 1, es decir, separación de propiedad de la red de transporte y de los gestores de la red de transporte, habría de garantizarse el cumplimiento de lo establecido en el artículo 9.12 indicado, prohibiendo a sociedades de generación o suministro el control, directo o indirecto, sobre un gestor de red de transporte de un Estado miembro, como es el caso de REE, pudiendo entenderse que tal prohibición estaría garantizada con las limitaciones establecidas a la participación en REE y al ejercicio de los derechos de voto ya mencionadas.

b) Compromiso de cumplimiento de plan decenal de inversiones

Tal y como se ha indicado en el cuerpo del informe, la Directiva exige el cumplimiento de un plan decenal de inversiones, tanto al ISO (art. 13) como al ITO (art. 22). En el caso del ISO, se supedita su designación al compromiso *“a cumplir el plan decenal de desarrollo de la red supervisado por la autoridad reguladora”*.<sup>22</sup>

Dentro del capítulo dedicado al “ITO” o GESTOR DE LA RED INDEPENDIENTE, la Directiva exige, en su artículo 22, que cada año aquel presente a la autoridad reguladora un plan decenal de desarrollo de la red, conteniendo, asimismo, medidas

---

<sup>22</sup> Artículo 13.1 apartado c) de la Directiva 2009/72/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.



para garantizar la adecuación de la red y la seguridad del suministro, así como disposiciones que afectan a la autoridad reguladora nacional.

Si bien tal exigencia se recoge en un artículo que forma parte del capítulo que regula la figura del GESTOR DE TRANSPORTE INDEPENDIENTE (ITO), **la obligación de presentar anualmente a la autoridad reguladora un plan decenal de desarrollo de la red se exige con carácter general a los gestores de redes de transporte**, expresándose, textualmente, como sigue:

*“Artículo 22*

*Desarrollo de la red y competencias para tomar decisiones de inversión*

*1. Cada año, **los gestores de redes de transporte** presentarán a la autoridad reguladora un plan decenal de desarrollo de la red basado en la oferta y la demanda existentes y previstas después de consultar a todos los interesados pertinentes. Dicho plan de desarrollo de la red contendrá medidas eficaces para garantizar la adecuación de la red y la seguridad del suministro.(...)”*

El artículo 9, sobre separación de las redes de transporte y de los gestores de red de transporte, establece en su apartado a) que Los Estados Miembros asegurarán que *“toda empresa propietaria de una red de transporte actúe como gestor de la red de transporte”*.

La legislación española ha optado por un modelo regulatorio que encajaría en la opción de la separación patrimonial (TSO), siendo REE operador del sistema y gestor de la red de transporte, actuando como transportista único. Si bien, a la fecha actual, un 1 por ciento de la red de transporte nacional es propiedad de empresas eléctricas, existe la obligación, según disposición incluida en la Ley 17/2007, de la transmisión de la misma a REE antes de julio de 2010.

**Cabría cuestionarse, en virtud de la redacción anterior, si la exigencia de la elaboración de un plan de inversión decenal sería exigible a todo gestor de la red, sea o no verticalmente integrado y responda o no al modelo ITO, o bien, si se ha de**

interpretar como una exigencia de aplicación únicamente al modelo ITO, no previsto en la legislación española, con lo cual, no sería exigible a REE tal requisito.

En caso de considerar que tal obligación sería exigible no sólo al modelo ITO sino también al cualquier TSO con carácter general y aunque no esté verticalmente integrado, habría de incorporarse al ordenamiento jurídico tal exigencia así como las disposiciones que afectan al regulador en relación a la supervisión del plan así como las medidas a adoptar en caso de incumplimiento.

**En su caso, procede mencionar que la legislación nacional no incorpora obligación alguna relativa a un plan decenal de inversiones, sino a un plan quinquenal.**

Así, el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, prevé en su capítulo II, relativo a planificación de la red de transporte, la planificación de la red de transporte para un horizonte temporal de cinco años:

*“Artículo 8. Planificación.*

*1. La planificación de la red de transporte tendrá carácter vinculante para los distintos sujetos que actúen en el sistema eléctrico y será realizada por el Gobierno a propuesta del Ministerio de Economía con la participación de las Comunidades Autónomas, de acuerdo con el procedimiento establecido en el presente Real Decreto y será sometida al Congreso de los Diputados.*

*2. La planificación tendrá un horizonte temporal de cinco años y sus resultados se recogerán en un documento denominado plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica.”*

c) Sistema de certificaciones

La Directiva prevé la **implantación de un procedimiento de designación y certificación de los gestores de red de transporte por parte de la autoridad reguladora**, incluyendo la certificación en relación con terceros países. Este sistema de

certificaciones afecta tanto al modelo ISO (*“gestor de la red independiente”*, art. 13) como al modelo ITO (*“gestor del transporte independiente”*, capítulo V).

Tal y como ya se ha mencionado, la normativa nacional recoge la figura del gestor de la red (TSO en terminología anglosajona) separado en su propiedad de otros agentes, que además es reconocido como único y no incluye disposición alguna asimilable a las figuras del ISO e ITO, puesto que REE ostenta la condición de operador del sistema y de gestor de la red de transporte, además de actuar como transportista único.

Según se indica en la Directiva, en sus consideraciones iniciales, *“(21) Un Estado miembro tiene derecho a optar por la completa separación patrimonial en su territorio. Si un Estado miembro ha optado por dicho derecho, la empresa no tiene derecho a crear un gestor de red independiente o un gestor de transporte independiente.(...)”*

**En definitiva no cabría con arreglo a la legislación española la posibilidad de crear un gestor de red independiente o un gestor de transporte independiente.** En consecuencia, no parece procedente mencionar la necesidad de transponer al marco jurídico nacional disposición alguna respecto de los modelos ISO e ITO en un sistema de gestor de la red no verticalmente integrado y que además tiene la condición de transportista único.

A este respecto, procede mencionar que las empresas eléctricas verticalmente integradas que desarrollan la actividad de transporte, en un volumen muy reducido con respecto a REE, habrán de haber enajenado sus redes de transporte a aquella antes del 6 julio de 2010, de manera que cuando se cumpla la fecha en la que los Estados miembros han de haber adoptado las medidas de separación efectiva de la red de transporte y de los gestores de la red de transporte, únicamente REE desarrollará tal actividad, siendo propietario del 100 por cien de la red de transporte.

Al margen de que la **legislación española** consagra un modelo de transportista único, recoge una **excepción permitiendo que distribuidores mantengan la titularidad de instalaciones de hasta 220 kV por sus características y funciones.** Señala en este

sentido el artículo 35 de la Ley 54/1997, en su apartado 2 párrafos segundo y tercero lo siguiente:

*“En todo caso el gestor de la red de transporte actuará como transportista único desarrollando la actividad en régimen de exclusividad en los términos establecidos en la presente Ley.*

*No obstante lo anterior, se habilita al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para autorizar expresa e individualizadamente, previa consulta con la Comisión Nacional de Energía y la Comunidad Autónoma en la que radique la instalación, que determinadas instalaciones de hasta 220 kV de tensión, por sus características y funciones, sean titularidad del distribuidor de la zona que se determine.*

*En los casos a los que se refiere el apartado anterior los distribuidores deberán asumir las obligaciones del transportista único relativas a la construcción, operación y mantenimiento de tales instalaciones de transporte”.*

En consecuencia, cabe plantearse si la existencia residual de empresas verticalmente integradas dedicadas a actividades no sólo reguladas sino libres que mantienen además la titularidad de algunas redes de transporte, supone alguna incompatibilidad con el régimen de “unbundling” de la Directiva.

Entendemos que **no debería considerarse que exista necesidad de transposición de la Directiva en este sentido**, en la medida que se entienda que aunque se trate de instalaciones de transporte, se trataría más bien del desarrollo de funciones de distribución, pudiendo considerarse que no estaríamos por ello en sentido estricto en este caso ante “gestores de la red de transporte” en el sentido de la directiva.

La Directiva prevé la certificación con respecto a terceros países, en caso de que la red de transporte o un gestor de la red de transporte quede bajo el control de una o varias personas de uno o más terceros países.

Tomando en cuenta lo mencionado anteriormente y relativo al modelo nacional de TSO único, representado en la figura de REE, gestor del sistema y gestor de red de

transporte que desarrolla tareas de transportista único, la legislación nacional no parece permitir otras figuras distintas de REE que actúen como gestores de red de transporte, incluyendo personas de uno o más terceros países que deseen desarrollar tal actividad en territorio español.

El reconocimiento de REE como gestor de la red de transporte y su actividad de **transportista único**, como propietario del 99 por ciento de la red de transporte, **no permitiría la enajenación de su red a otros sujetos, tanto nacionales como extranjeros**, máxime cuando la legislación prevé la propiedad por parte de REE del 100 por cien de la red de transporte en 2010.

Así, en cuanto a la posibilidad de que la red de transporte o un gestor de la red de transporte quede bajo el control de una o varias personas de uno o más terceros países, ésta pasaría por la adquisición de participaciones accionariales en el capital social de REE que otorgasen dicho control.

Tal y como se ha mencionado en apartados anteriores, la legislación nacional incluye ciertas disposiciones que limitan tal participación en el capital social de REE así como el ejercicio de los derechos de voto que aplican a todo accionista, evitando el control por parte de un accionista.

Así, podrá participar en el accionariado de REE cualquier persona física o jurídica, siempre que la suma de su participación directa o indirecta en el capital de esta sociedad no supere el 5 por ciento del capital social ni ejerza derechos políticos por encima del 3 por ciento. En el caso de sujetos que realicen actividades en el Sector Eléctrico y aquellas personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente, participen en el capital de estos con una cuota superior al 5 por ciento, no podrán ejercer derechos políticos en la sociedad responsable de la operación del sistema por encima del 1 por ciento.

### 1.3.6.2 EL SECTOR GASISTA

Al igual que se ha realizado con el sector de energía eléctrica, en este epígrafe se expone en primer lugar, la situación en España para proceder, posteriormente, a referir las necesidades de transposición a la normativa nacional.

En virtud de la normativa en vigor, **ENAGAS es el Gestor Técnico del Sistema Gasista y Transportista Único** de la red troncal primaria de gas natural. Este modelo se corresponde con el modelo TSO, es decir, un modelo de separación patrimonial donde el propietario de la red es designado gestor de la red y transportista único, añadiendo la separación contable y funcional de la actividad de gestión del sistema respecto de las actividades de transporte y gestión de su red.

Mediante el artículo 10 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, ENAGAS fue designado Gestor Técnico del Sistema Gasista, estableciéndose ciertas limitaciones a la participación en su accionariado, concretamente, indicando que ninguna persona física o jurídica podrá participar en una proporción superior al 35 por 100 del capital social o de los derechos de voto de la entidad.

La figura del Gestor Técnico del Sistema viene definida a en el artículo 58 de la Ley 34/98, del Sector de Hidrocarburos, modificado por el artículo 7 del Real Decreto-Ley 6/2000, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios:

*"El Gestor Técnico del Sistema, que será aquel transportista que sea titular de la mayoría de las instalaciones de la red básica de gas natural, tendrá la responsabilidad de la gestión técnica de la Red Básica y de las redes de transporte secundario, definida de acuerdo con el artículo 59."*

Por su parte, la Ley 12/2007, de 2 de julio de 2007, que modifica la Ley 34/1998, del Sector Hidrocarburos con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, modifica la disposición adicional vigésima en relación al Gestor Técnico del Sistema, indicando, entre otros aspectos que ENAGAS

asumirá las funciones, derechos y obligaciones del Gestor Técnico del sistema, para lo cual creará una Unidad Orgánica específica que ejercerá las funciones del gestor técnico del sistema en régimen de exclusividad y con separación contable y funcional. En cumplimiento de la legislación, con el fin de reforzar su independencia como Gestor Técnico del Sistema, ENAGAS ha separado las actividades que realiza como Gestor de las que desempeña como transportista y gestor de su red, creando una unidad orgánica específica encargada de la Gestión Técnica del Sistema Gasista, tal y como se ha citado previamente.

Asimismo, la citada Ley amplía las limitaciones a la participación en el capital social de ENAGAS indicando que ninguna persona física o jurídica podrá participar directa o indirectamente en el accionariado de la empresa responsable de la gestión técnica del sistema, en una proporción superior al 5 por 100 del capital social, ni ejercer derechos políticos en dicha sociedad por encima del 3 por 100. Los sujetos que realicen actividades en el sector gasista y aquellas personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente participen en el capital de éstos en más de un 5 por 100, no podrán ejercer derechos políticos en el Gestor Técnico del Sistema por encima del 1 por 100. Dichas limitaciones no serán aplicables a la participación directa o indirecta correspondiente al sector público empresarial. Las participaciones en el capital social no podrán sindicarse a ningún efecto. Finalmente, se indica que la suma de participaciones directas o indirectas, de los sujetos que realicen actividades en el sector de gas natural, no podrá superar el 40 por 100.

Recientemente, **el Real Decreto-Ley 6/2009**, de 30 de abril, designó a Enagás Transportista Único de la red troncal de transporte primario de gas natural.

Al margen de lo expuesto ha de mencionarse que **en el sistema gasista español subsisten**, junto con el modelo de TSO principal desintegrado verticalmente, **empresas que cumplen, igualmente, funciones de TSOs**, las cuales se mantienen **integradas verticalmente**.

Este sería el caso del grupo **NATURGAS ENERGIA**, que constituye un grupo energético que desarrolla actividades de suministro de gas y electricidad, tanto a mercado regulado como a precio libre y realiza actividades de transporte.

**NATURGAS ENERGIA TRANSPORTE, S.A.U. es la filial del grupo que desarrolla la actividad de transporte** siendo sus funciones, tal y como se indica en la web del grupo la *“Gestión de los activos regulados de transporte, incluyendo la promoción de nuevas infraestructuras de transporte, su desarrollo y construcción, así como los servicios de operación, mantenimiento y optimización de las mismas”*.

Además de la actividad de transporte que desarrolla NATURGAS, procede citar casos residuales de empresas que disponen de algunos kilómetros de redes de transporte de gas, como son **REGANOSA**, en la que participa la Xunta, Endesa Generación, Unión Fenosa Gas, Grupo Tojeiro, Caixa Galicia, Sonatrach, Banco Pastor y Caixanova, o el caso de SAGGAS, sociedad en la que participan tres grandes compañías energéticas nacionales, como son UNION FENOSA GAS, IBERDROLA y ENDESA GENERACION, además de la compañía OMAN OIL HOLDING SPAIN.

Según se indica en el artículo 13 de la Directiva 2009/73/CE cada gestor de la red de transporte se encargará de:

“ ...

- a) *explotar, mantener y desarrollar en condiciones económicamente aceptables, instalaciones de transporte, almacenamiento y /o GNL seguras, fiables y eficientes, para asegurar un mercado abierto, teniendo debidamente en cuenta el medio ambiente y garantizar los medios adecuados para cumplir las obligaciones de servicio;*
- b) *Abstenerse de discriminar entre usuarios o categorías de usuarios de la red, en particular a favor de sus empresas vinculadas;*
- c) *Proporcionar a cualquier otro gestor de la red de transporte, de almacenamientos, de la red de GNL y/o de distribución suficiente información para garantizar que el transporte y almacenamiento de gas natural pueda producirse de forma compatible con un funcionamiento seguro y eficaz de la red interconectada y*



*d) Proporcionar a los usuarios la información que necesiten para acceder eficientemente a la red.”*

Por su parte, el artículo 17 de la Directiva 2009/73/CE, en relación a gestor de transporte independiente, indica en su apartado primero que los gestores de red de transporte contarán con todos los recursos humanos, técnicos, físicos y financieros necesarios para cumplir sus obligaciones de acuerdo con la Directiva y realizar la actividad de transporte. En su apartado segundo menciona que la actividad de transporte de gas incluirá al menos las siguientes funciones, además de las enumeradas en el artículo 13 anterior:

“...

- a) La representación del gestor de la red de transporte y contactos con terceros y con las autoridades reguladoras;*
- b) La representación del gestor de red de transporte en la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Gas (REGRT de Gas);*
- c) La concesión y gestión del acceso de terceros sin discriminación entre usuarios de la red y categorías de usuarios de la red;*
- d) El cobro de todos los gastos relativos a la red de transporte, incluidos los gastos de acceso, los gastos de compensación por servicios accesorios como el tratamiento del gas y la compra de servicios (gastos de compensación, energía para compensación de pérdidas);*
- e) El funcionamiento, mantenimiento y desarrollo de una red de transporte segura, eficaz y económica;*
- f) Los planes de inversión que garanticen a largo plazo la capacidad de la red para responder a una demanda razonable y que garanticen la seguridad del suministro;*
- g) La creación de empresas conjuntas adecuadas, incluso con uno o varios gestores de red de transporte, intercambios de gas, y otros actores pertinentes con el objetivo de desarrollar la creación de mercados regionales o facilitar el proceso de liberalización, y*
- h) Todos los servicios centrales, incluidos los servicios jurídicos, contables e informáticos”*

Por su parte, en la legislación española en vigor, la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos en su artículo 58 define a los transportistas como aquellas sociedades mercantiles autorizadas para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de regasificación de gas natural licuado, de transporte o de almacenamiento básico de gas natural y en su artículo 66.4 se establece que los transportistas serán responsables del desarrollo y ampliación de la red de transporte definida en este artículo, de tal manera que garantice el mantenimiento y mejora de una red configurada bajo criterios homogéneos y coherentes.

El artículo 68, relativo a obligaciones de los titulares de autorizaciones para la regasificación, transporte y almacenamiento de gas natural, indica como tales:

- “a) Realizar sus actividades en la forma autorizada y conforme a las disposiciones aplicables, prestando el servicio de forma regular y continua, con los niveles de calidad que se determinen y manteniendo las instalaciones en las adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica, siguiendo las instrucciones impartidas por el Gestor Técnico del Sistema y, en su caso, por la Administración competente.*
- b) Presentar al Secretario General de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, antes del 15 de octubre de cada año, los planes de inversión anuales y plurianuales para su aprobación. Si en el plazo de un mes desde la presentación de los planes de inversión no hay pronunciamiento expreso del Secretario General de Energía, éstos se considerarán aprobados. En los planes de inversiones anuales figurarán, como mínimo, los datos de los proyectos previstos para el año siguiente, sus principales características técnicas, presupuesto y calendario de ejecución.*
- c) Facilitar el uso de sus instalaciones para los movimientos de gas resultantes de lo dispuesto en la presente Ley, y admitir la utilización de todas sus instalaciones por todos los sujetos autorizados, en condiciones no discriminatorias, de acuerdo con las normas técnicas.*
- d) Estar inscritos en el Registro Administrativo de Instalaciones de Transportistas de Gas.*

- e) *Celebrar los contratos de regasificación, almacenamiento y transporte con quienes tengan derecho de acceso a sus instalaciones.*
- f) *Proporcionar a cualquier otra empresa que realice actividades de almacenamiento, transporte y distribución, y al gestor del sistema, suficiente información para garantizar que el transporte y el almacenamiento de gas pueda producirse de manera compatible con el funcionamiento seguro y eficaz de la red interconectada.*
- g) *Proporcionar la información con el detalle y frecuencia con la que sea requerida por parte de la Administración competente y comunicar al Ministerio de Industria y Energía los contratos de acceso a sus instalaciones que celebren. Asimismo, deberán comunicar a las Administraciones autonómicas los contratos de acceso a sus instalaciones cuando estas instalaciones están situadas total o parcialmente en esa Comunidad Autónoma y el contratante de esos servicios sea un consumidor cualificado, un comercializador o un transportista con instalaciones en esa Comunidad Autónoma.”*

A la vista de las funciones que la Directivas otorgan a la actividad de transporte, asignadas a los gestores de la red de transporte y al gestor de transporte independiente, así como a las funciones de los transportistas establecidas en la legislación nacional, puede interpretarse que los transportistas nacionales (incluidos los distintos de ENAGAS) desarrollan algunas de las funciones recogidas en la Directiva, **lo que suscita la necesidad de proceder a una transposición de las directivas respecto de estos sujetos distintos de ENAGAS en la medida que, siendo considerados gestores de la red en el sentido de la Directiva, están sin embargo verticalmente integrados.**

Una vez expuesta la situación actual en España, y tomando en cuenta, las disposiciones incorporadas en la Directiva referida al mercado interior del gas natural, se destacan las siguientes consideraciones:

- a) Limitación de los derechos voto ENAGAS

Al igual que se ha expuesto para el caso de REE, la normativa española refleja unas limitaciones al ejercicio de los derechos de voto en el gestor del sistema y transportista único ENAGAS.

La Directiva de gas parece prohibir el ejercicio de los derechos de voto sobre el gestor de la red de transporte para sociedades que desarrollen actividades de producción y suministro, mediante las disposiciones recogidas en el artículo 9.1, apartados b), c) y d), que se expresan en idénticos términos que los expuestos para el mercado eléctrico, y que de forma resumida establecen que una misma persona:

- no puede controlar sociedades de producción y suministro y controlar o ejercer derechos sobre el TSO o la red de transporte y viceversa;
- no puede nombrar a los miembros de consejo de supervisión o administración o a representantes legales del TSO o de la red de transporte y controlar o ejercer derechos en una empresa que lleve a cabo funciones de producción y suministro y
- no podrá ser nombrado miembro del consejo de administración o supervisión o ser designado representante legal del TSO o de la red de transporte y de una empresa de producción o suministro.

Las prohibiciones anteriores incluyen la facultad de ejercer derechos de voto, la facultad de designar miembros del consejo de supervisión o de administración o de los órganos que representen legalmente a la empresa o la posesión de una participación mayoritaria, según se indica en el apartado segundo del artículo 9 de la Directiva de gas.

Finalmente procede mencionar lo establecido en el artículo 9.12 que, al igual que en la Directiva eléctrica, indica:

*“12. Las empresas que realicen cualquiera de las funciones de generación o suministro, en ningún caso tendrán la posibilidad de controlar directa o indirectamente a los*

*gestores de redes de transporte independientes de un Estado miembro que aplique lo dispuesto en el apartado 1, ni de ejercer ningún derecho sobre ellos.”*

En tanto en cuanto, España ha adoptado el modelo previsto en el citado artículo 9, apartado 1, es decir, separación de propiedad de la red de transporte y de los gestores de la red de transporte, habría de garantizarse el cumplimiento de lo establecido en el artículo 9.12 indicado, prohibiendo a sociedades de generación o suministro el control, directo o indirecto, sobre un gestor de red de transporte de un Estado miembro, como es el caso de ENAGAS, pudiendo entenderse que tal prohibición estaría garantizada con las limitaciones establecidas a la participación y al ejercicio de los derechos de voto que han sido mencionadas en el apartado 2.2 del presente informe.

b) Compromiso de cumplimiento de plan decenal de inversiones

Según la Directiva, y al igual que se ha descrito para el mercado de energía eléctrica, la autorización y designación de un gestor de red independiente (modelo ISO) pasa por el compromiso de cumplimiento de un plan decenal de desarrollo de la red supervisado por la autoridad reguladora.

Así, el artículo 14.2 de la Directiva, apartado c), sobre el gestor de red independiente supedita la designación de un candidato como tal a que *“el candidato a gestor se haya comprometido a cumplir un plan decenal de desarrollo de la red supervisado por la autoridad reguladora”*.

La Directiva de gas exige, igualmente, en su artículo 22, formando parte del capítulo destinado al GESTOR DE TRANSPORTE INDEPENDIENTE (modelo ITO), que cada año los gestores de red de transporte presenten a la autoridad reguladora un plan decenal de desarrollo de la red, conteniendo medidas eficaces para garantizar la adecuación de la red y la seguridad del suministro.

*“Artículo 22.*

*Desarrollo de la red y competencias para tomar decisiones de inversión*

1. Cada año, los gestores de red de transporte presentarán a la autoridad reguladora un plan decenal de desarrollo de la red basado en la oferta y la demanda existentes y previstas después de consultar a todos los interesados pertinentes. Dicho plan de desarrollo de la red contendrá medidas eficaces para garantizar la adecuación de la red y la seguridad del suministro.<sup>2</sup>

*En particular, el plan decenal de desarrollo de la red:*

- a) indicará a los participantes en el mercado las principales infraestructuras de transporte que sea necesario construir o modernizar durante los próximos diez años;*
- b) contendrá todas las inversiones ya decididas y determinará las nuevas inversiones que haya que ejecutar en los próximos tres años, y*
- c) facilitará un calendario de todos los proyectos de inversión.*

**En este sentido son de aplicación las mismas consideraciones que las expuestas para el mercado eléctrico**, es decir, la necesidad de interpretar que tal imposición es de obligado cumplimiento para todos los gestores de red, incluyendo el modelo TSO no verticalmente integrado, es decir a ENAGAS, o únicamente sería exigible al modelo ITO (gestor de transporte independiente integrado verticalmente).

En caso de considerar que tal obligación sería exigible no sólo al modelo ITO sino también a cualquier TSO sea cual fuere su estructura de propiedad, habría de incorporarse al ordenamiento jurídico tal exigencia así como las disposiciones que afectan al regulador en relación a la supervisión del plan así como las medidas a adoptar en caso de incumplimiento.

Tomando en consideración que al margen de ENAGAS, otros operadores son propietarios de la red de transporte, en caso de adoptar éstos el modelo ITO (bajo una de las alternativas que se recogen en el siguiente epígrafe) habrían de cumplir con tal obligación de planificación, habiendo ello de incluirse en la legislación nacional.

**La normativa española no incorpora obligación alguna respecto de la elaboración de un plan decenal de inversiones por parte de los gestores de la red de transporte.**

El artículo 4 de la Ley de Hidrocarburos recoge diversas disposiciones respecto de la planificación en materia de hidrocarburos, indicando que la misma será realizada por el Gobierno con la participación de las Comunidades Autónomas y será presentada al Congreso de los Diputados.

Con respecto al transporte de gas natural se indica que se establecerán previsiones de desarrollo de la red básica de transporte de gas natural y de la capacidad de regasificación total de gas natural licuado necesaria para abastecer el sistema gasista, con el fin de atender la demanda con criterios de optimización de la infraestructura gasista en todo el territorio nacional, el proceso de planificación de la red gasista se revisará globalmente cada cuatro años y anualmente se aprobará un Programa Anual de Instalaciones de las Redes de Transporte.

c) Sistema de certificaciones

La Directiva prevé la **implantación de un procedimiento de designación y certificación de los gestores de red de transporte por parte de la autoridad reguladora**, incluyendo la certificación en relación con terceros países.

**La normativa nacional reconoce a ENAGAS como Gestor Técnico del Sistema Gasista y Transportista Único** de la red troncal primaria de gas natural.

Tal y como se ha indicado, ENAGAS es transportista único de la red troncal primaria pero existen otros operadores propietarios de red de transporte de gas, por lo que habrían de adoptarse las medidas pertinentes respecto de la certificación de los mismos como gestores de red o la adopción de medidas alternativas que eviten la coexistencia de más de un gestor de la red, así como la posibilidad de nuevos gestores de red distintos de los operativos actualmente.

Asimismo, la Directiva prevé la certificación con respecto a terceros países, en caso de que la red de transporte o un gestor de la red de transporte quede bajo el control de una o varias personas de uno o más terceros países.

En el caso de ENAGAS, la posibilidad de que su red de transporte o el gestor de la red de transporte quede bajo el control de una o varias personas de uno o más terceros países, pasaría por la adquisición de participaciones accionariales en el capital social de ENAGAS que otorgasen dicho control.

Tal y como se ha mencionado en apartados anteriores, la legislación nacional incluye ciertas disposiciones que limitan tal participación en el capital social de ENAGAS, así como el ejercicio de los derechos de voto, que aplican a todo accionista, evitando el control por parte de un accionista, no siendo, en este caso, necesario adoptar modificación jurídica alguna.

No obstante, ante las excepciones a la propiedad de la red de transporte gasista y al desarrollo de la actividad de transporte, puesto que existen otras empresas distintas de ENAGAS propietarias de red de transporte y que ejercen tal actividad, sí podría darse el caso de que un sujeto o sujetos de uno o más terceros países pretendiera adquirir red de transporte o controlar a un gestor de red transporte distinto de aquel.

En su caso, **habría de analizarse la necesidad de incluir en el ordenamiento jurídico español las disposiciones necesarias relacionadas con la certificación en relación con terceros países.**

d) Excepciones al desarrollo de la actividad de transporte por ENAGAS

Tal y como se ha descrito, en el mercado de gas natural en España no sólo ENAGAS desarrolla la actividad de transporte, si bien es el principal transportista y transportista único de la red troncal primaria, además de gestor técnico del sistema.



Se destaca la actividad de transporte desarrollada por NATURGAS ENERGIA TRANSPORTE, filial del grupo NATURGAS ENERGIA, que desarrolla igualmente actividades de suministro a mercado y a tarifa.

A la vista de las funciones que la Directivas otorgan a la actividad de transporte, asignadas a los gestores de la red de transporte y al gestor de transporte independiente, así como a las funciones de los transportistas establecidas en la legislación nacional, puede interpretarse que los transportistas nacionales (incluidos los distintos de ENAGAS) desarrollan las funciones recogidas en la Directiva, lo que suscita la necesidad de un análisis respecto de la necesidad o no de proceder a una transposición de las directivas respecto de estos sujetos distintos de ENAGAS en la medida que, siendo considerados gestores de la red en el sentido de la Directiva, están sin embargo verticalmente integrados.

**Si se entiende que tales transportistas distintos de ENAGAS incumplen la directiva, caben distintas alternativas de transposición:**

- 1) Desintegración vertical mediante la imposición del modelo de transportista único tal y como sucede en el mercado de energía eléctrica, de manera que se concentre en ENAGAS toda la red de transporte y el desarrollo de tal actividad,
- 2) Evitar la desintegración vertical y acogerse a la excepción prevista bajo el modelo ITO para esa sociedad propietaria de la red, permitiéndole el desarrollo de actividades libres dentro del mismo grupo pero sometándose a las exigencias de independencia recogidas bajo ese modelo
- 3) cabría acaso hipotéticamente también otra alternativa teórica como es la de crear un ISO que se encargue de gestionar la red ajena en manos de otros transportistas, integrados verticalmente como NATURGAS ENERGIA TRANSPORTE..

En caso de la segunda de las opciones, cabe mencionar que la Ley 12/2007 ha incorporado medidas adicionales a las ya recogidas anteriormente en el marco jurídico,

destinadas a garantizar la separación efectiva funcional de las actividades reguladas de las no reguladas dentro del mismo grupo de sociedades.

Así, el artículo 63.3.de la Ley de Hidrocarburos incluye:

*“No obstante, un grupo de sociedades podrá desarrollar actividades incompatibles de acuerdo con la Ley, siempre que sean ejercitadas por sociedades diferentes, y se cumplan los siguientes criterios de independencia:*

*a) Las personas responsables de la gestión de sociedades que realicen actividades reguladas no podrán participar en estructuras organizativas del grupo empresarial que sean responsables, directa o indirectamente, de la gestión cotidiana de actividades de producción o comercialización.*

*b) Los grupos de sociedades garantizarán la independencia de las personas responsables de la gestión de sociedades que realicen actividades reguladas mediante la protección de sus intereses profesionales. En particular, establecerán garantías en lo que concierne a su retribución y su cese. Las sociedades que realicen actividades reguladas y las personas responsables de su gestión que se determine no podrán poseer acciones de sociedades que realicen actividades de producción o comercialización. Además, las sociedades que realicen actividades reguladas así como sus trabajadores no podrán compartir información comercialmente sensible con las empresas del grupo de sociedades al que pertenecen en el caso de que éstas realicen actividades liberalizadas.*

*c) Las sociedades que realicen actividades reguladas tendrán capacidad de decisión efectiva, independiente del grupo de sociedades, con respecto a activos necesarios para explotar, mantener, o desarrollar las instalaciones de regasificación de gas natural licuado, y de transporte, almacenamiento, y distribución de gas natural.*

*No obstante, el grupo de sociedades tendrá derecho a la supervisión económica y de la gestión de las referidas sociedades, y podrán someter a aprobación el plan financiero anual, o instrumento equivalente, así como establecer límites globales a su nivel de endeudamiento.*

*En ningún caso podrá el grupo empresarial dar instrucciones a las sociedades que realicen actividades reguladas respecto de la gestión cotidiana, ni respecto de*

*decisiones particulares referentes a la construcción o mejora de activos de regasificación de gas natural licuado, y de transporte, almacenamiento, y distribución de gas natural, siempre que no se sobrepase lo establecido en el plan financiero anual o instrumento equivalente.*

*e) Las sociedades que realicen actividades reguladas establecerán un código de conducta en el que se expongan las medidas adoptadas para garantizar el cumplimiento de lo estipulado en los apartados a), b) y c) anteriores.*

*Dicho código de conducta establecerá obligaciones específicas de los empleados, y su cumplimiento será objeto de la adecuada supervisión y evaluación por la sociedad. Anualmente, se presentará un informe al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, y a la Comisión Nacional de Energía, que será publicado, indicando las medidas adoptadas para el cumplimiento de lo estipulado en los apartados a), b), y c) anteriores.”*

En consecuencia cabría entender que con las citadas medidas de separación funcional dentro de un grupo verticalmente integrado se cumpliría con las exigencias de la Directiva en materia de gestor de transporte independiente (ITO), pareciéndonos a priori que la Directiva recogería medidas más exigentes no contempladas actualmente en la legislación española, como por ejemplo la existencia de un órgano de supervisión, tal y como se indica en el artículo 20 de la misma.

No obstante, a la vista de las diferentes opciones expuestas, esta Comisión se muestra partidaria de la alternativa consistente en permitir la subsistencia de empresas de transporte verticalmente integradas (las distintas de ENAGAS) pero atribuyendo la gestión de dichas redes (en los términos, concepto y significado que dicha gestión tiene en la Directiva), a ENAGAS, que actuaría en tal sentido como un ISO, permitiéndose de este modo cumplir a dichas empresas con la exigencia de separación de actividades.

## **1.4 NUEVOS MECANISMOS PARA REFORZAR LA SUPERVISION Y LA TRANSPARENCIA EN LOS MERCADOS MAYORISTAS DE ENERGIA**

### **1.4.1 ASPECTOS RELEVANTES EN MATERIA DE SUPERVISION DE LOS MERCADOS MAYORISTAS**

La “*Encuesta en virtud del artículo 17 del Reglamento (CE) nº 1/2003 en los sectores del gas y la electricidad (Informe final)*”, publicada por la Comisión Europea en febrero de 2007, señaló la **falta de transparencia** entre los obstáculos más importantes al desarrollo de la competencia en los mercados de gas y electricidad de la Unión Europea. En dicho informe se recomendaba aumentar la disponibilidad de información sobre el funcionamiento de los mercados y la capacidad de las infraestructuras, más allá de los requisitos mínimos de la normativa europea entonces vigente.

En este sentido, se sugería **mejorar la información sobre capacidad de transporte, en particular, en las interconexiones, así como sobre datos operativos relacionados con la generación de electricidad y el almacenamiento de gas.** Asimismo, se apuntaba la **asimetría informativa** entre operadores verticalmente integrados e independientes, enfatizando que una mayor transparencia sobre el funcionamiento de los mercados, disponible con frecuencia y al mismo tiempo para todos los operadores, minimizaría los riesgos percibidos por los nuevos entrantes. De esta manera, se aumentaría la confianza en las señales de precio y se reducirían las barreras a la entrada en los mercados mayoristas.

Recogiendo estas preocupaciones, el considerando 39 de la Directiva 2009/72/CE, y el 36 de la Directiva 2009/73/CE, ponen de manifiesto que el mercado interior de energía (electricidad y gas natural, respectivamente) “*padece una falta de liquidez y transparencia que obstaculiza la asignación eficiente de recursos, la atenuación del riesgo y la entrada de nuevos operadores*” y que es preciso “*reforzar la confianza en el mercado, su liquidez y el número de agentes presentes en el mismo*”. Para ello, en dichos considerandos, se indica que:

- Debe **incrementarse la supervisión reguladora de las empresas activas en el suministro de electricidad y de gas.**
- Dado que dicho requisito debe entenderse sin perjuicio del Derecho comunitario vigente, relativo a los mercados financieros y ser compatible con el mismo, los **reguladores de la energía y los reguladores del mercado financiero tienen que cooperar**, de tal manera que tengan ambos una visión de los mercados correspondientes.

#### **1.4.2 NUEVOS REQUISITOS SOBRE TRANSPARENCIA EN LA FORMACION DE LOS PRECIOS**

Bajo la normativa comunitaria anterior a la publicación del Tercer Paquete de Directivas y Reglamentos, los requisitos sobre transparencia se centraban esencialmente en la publicación de la capacidad total, contratada y disponible para contratar en las infraestructuras de transporte. Sin embargo, en el marco de la revisión de dicha legislación, se puso de manifiesto que, para impulsar la competencia de manera efectiva, los participantes en el mercado necesitan también **un acceso igual a la información que determina los movimientos de los precios al por mayor**, teniendo especialmente en cuenta el hecho de que las empresas históricas, que tienen a su cargo la mayor parte de los flujos de gas y electricidad y que poseen la mayoría de los activos del mercado, tienen más y mejor acceso a la información que los nuevos operadores.

En este sentido el considerando 37 de la Directiva 2009/73/CE afirma que “**es necesaria una mayor transparencia, también, en la formación de precios**”.

En el primer apartado del artículo 37 de la Directiva 2009/72/CE y del artículo 41 de la Directiva 2009/73/CE se establece, entre otros aspectos, que **la entidad reguladora tendrá la obligación de:**

- ***“Controlar el nivel de transparencia, incluido el de los precios al por mayor, y velar por que las empresas de electricidad [de gas natural] cumplan las obligaciones de transparencia”.***

En la misma línea, en el apartado cuarto de los mismos artículos se establece que los Estados Miembros se asegurarán de que se dote a las autoridades reguladoras de las competencias que les permitan cumplir sus obligaciones. En particular, se requiere que las autoridades reguladoras tengan, entre otras, la siguiente potestad relacionada con la transparencia:

- ***“Efectuar investigaciones sobre el funcionamiento de los mercados de electricidad y gas, por lo que, cuando proceda, estará facultada para cooperar con el organismo de defensa de la competencia y con los reguladores del mercado financiero o con la Comisión en la realización de investigaciones relativas al Derecho de la competencia”.***

Finalmente, en el apartado 13 de dichos artículos se establece que los Estados Miembros:

- ***“Crearán los mecanismos oportunos y eficaces de regulación, control y transparencia para evitar los abusos de posición dominante, especialmente en detrimento de los consumidores, así como toda práctica abusiva. Estos mecanismos tendrán en cuenta las disposiciones del Tratado y, en particular, su artículo 82”.***

Finalmente, en el considerando 40 de la Directiva 2009/72/CE y en el considerando 38 de la Directiva 2009/73/CE se indica que la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (**ACER**) y el Comité de Responsables Europeos de Reglamentación de Valores (**CESR**) **deberán cooperar** para investigar y **aconsejar sobre** la cuestión de si las transacciones de los contratos de suministro de electricidad, gas o derivados relacionados con la electricidad y el gas deben someterse a **requisitos de transparencia** antes o después de realizadas y, en caso afirmativo, sobre cuál debe ser el contenido de estos requisitos.

### 1.4.3 NUEVAS OBLIGACIONES DE REGISTRO DE LA INFORMACION EN MATERIA DE CONTRATOS SUSCRITOS CON CLIENTES MAYORISTAS

El artículo 40 de la Directiva 2009/72/CE y el artículo 44 de la Directiva 2009/73/CE, introducen obligaciones novedosas, que no existían bajo las anteriores Directivas, en materia de **registro de la información sobre las transacciones de los contratos de suministro de electricidad, gas o derivados sobre electricidad y gas** suscritos por las empresas de suministro con los clientes mayoristas, los gestores de las redes de transporte y los gestores de almacenamientos de gas natural y de las redes de GNL.

Concretamente, dichos artículos establecen que:

1. Los Estados miembros obligarán a las empresas de suministro a tener a disposición de las autoridades nacionales, incluida la autoridad reguladora nacional, los organismos de competencia y la Comisión, los datos correspondientes a las mencionadas transacciones **durante al menos cinco años**.
2. **Los datos especificarán las características de las operaciones**, tales como: duración, normas de entregas y liquidación, cantidad, fechas, plazos de ejecución, precios e identificador del cliente mayorista.
3. La autoridad reguladora podrá poner a disposición de los agentes del mercado aspectos de esta información que no sean comercialmente sensibles.
4. **La Comisión podrá adoptar directrices que definan los métodos y medidas para llevar a cabo los registros**, así como la forma y el contenido de los datos que deben registrarse.

En ambas Directivas de gas y electricidad se especifica un tratamiento diferenciado de las obligaciones de registro relativas a la información sobre instrumentos financieros que entren en el ámbito de aplicación de la MiFID (Directiva 2004/39/CE):

- El punto 3 anterior, que habilita a la autoridad reguladora a publicar parte de la información de los registros, no se aplicará a los instrumentos financieros.

- Las obligaciones de registro previstas en el artículo 40 de la Directiva 2009/72/CE y en el artículo 44 de la Directiva 2009/73/CE se aplicarán a las operaciones de derivados solamente cuando la Comisión haya adoptado las directrices referidas en el punto 4 anterior.
- **El regulador financiero facilitará a las autoridades nacionales el acceso a los datos que requieran de los registrados por las entidades que entren en el ámbito de la MiFID.**

Finalmente, en relación con la adopción por la Comisión de las directrices que definan con más detalle los requisitos de los registros, cabe mencionar que en el considerando 40 de la Directiva 2009/72/CE y en el considerando 38 de la Directiva 2009/73/CE se indica que **ACER y CESR deberán cooperar** para investigar y asesorar a la Comisión sobre los **requisitos relativos a los registros de información sobre transacciones** de electricidad, gas o derivados relacionados con la electricidad y el gas.

#### **1.4.4 LA TRANSPOSICION AL CASO ESPAÑOL**

En este punto se recogen los aspectos de la Directiva 2009/72/CE y de la Directiva 2009/73/CE que se considera deberían ser transpuestos o deberían completar la legislación básica del sector energético español (electricidad y gas), contemplándose como tal las siguientes:

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico.
- Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.
- Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, que ordena las actividades de exploración, transporte, distribución y comercialización de los hidrocarburos líquidos y gaseosos.
- Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la



Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural.

#### 1.4.4.1 TRANSPOSICIÓN DE LAS NUEVAS OBLIGACIONES

##### 1.4.4.1.1 OBLIGACIONES DE TRANSPARENCIA EN LA FORMACIÓN DE PRECIOS

Entre las funciones que la Directiva 2009/72/CE y la Directiva 2009/73/CE atribuyen a la entidad reguladora está la de *“controlar el nivel de transparencia, incluido el de los precios al por mayor, y velar por que las empresas de electricidad y gas natural cumplan las obligaciones de transparencia”*.

Si bien en las leyes españolas de electricidad y gas, en el ámbito de las funciones de la actividad reguladora, ya se asigna a la Comisión Nacional de Energía la función de *“supervisar el nivel de transparencia y de competencia”*, cabría añadir los matices específicos introducidos por las nuevas Directivas. En este sentido, el artículo 3.4 de la Ley 54/1997 y de la Ley 34/1998, en su punto *“h) nivel de transparencia y competencia”* podría adaptarse de la siguiente forma:

*“h) nivel de competencia y transparencia, incluido el de los precios al por mayor, velando por que las empresas de electricidad [gas natural] cumplan las obligaciones de transparencia”*

A efectos de asegurar que la capacidad de supervisión de las autoridades reguladoras nacionales sobre el nivel de transparencia en los mercados sea realmente efectiva, ambas Directivas prevén que los Estados Miembros refuercen las potestades de dichas autoridades en cuanto a la realización de investigaciones de mercado y a la adopción de mecanismos eficaces de regulación, control y transparencia.

A este fin, tal y como se explica de forma más detallada en el capítulo de este informe sobre el fortalecimiento de los reguladores nacionales, **se entiende que deberán reforzarse algunas de las potestades que la legislación vigente asigna a la CNE,**

**en particular las referidas a la promoción de la competencia y a la toma de decisiones vinculantes que puedan dirigirse a las empresas.**

Adicionalmente, de acuerdo con el considerando 40 de la Directiva 2009/72/CE y el considerando 38 de la Directiva 2009/73/CE, ACER y CESR deben cooperar para investigar y aconsejar a la Comisión sobre la cuestión de si las transacciones de los contratos de suministro de electricidad y gas, así como los derivados sobre dichos productos, deben someterse a requisitos de transparencia antes y/o después de ser realizadas y sobre cuál debe ser el contenido de los mismos.

En este sentido, en los grupos de trabajo de ERGEG y CEER se está avanzando en el establecimiento de directrices sobre requerimientos de transparencia antes y después de la negociación, tanto en el ámbito de la información física, liderada por los grupos de trabajo de electricidad (*Electricity Working Group - EWG-*) y de gas (*Gas Working Group - GWG -*), como en el ámbito de los requerimientos de transparencia en el *trading* de energía, a través del grupo especializado en instrumentos derivados (*Financial Services Working Group - FIS WG -*). Estos tres grupos están trabajando de forma coordinada, al objeto de evitar solapamientos.

En el Programa de Trabajo de ERGEG, para el último trimestre del año 2010, está prevista la publicación de un informe del *EWG* con información de partida respecto a las *Directrices Marco* sobre Transparencia en Electricidad previstas por el *Tercer Paquete Legislativo*<sup>23</sup>. Si bien dicho informe se centrará en reglas de transparencia sobre información física, también tendrá en consideración la interrelación con los productos derivados de energía. Asimismo, se prevé en 2011 la publicación de un informe del *FIS WG* sobre requisitos de transparencia en el *trading* de energía. Se considera necesario realizar un seguimiento de los trabajos que, en relación a este punto, se desarrollen, así como sobre las directrices, que a partir de dichos trabajos, sean fijadas por la Comisión Europea en materia de transparencia, a efectos de que sean incorporadas al ordenamiento jurídico español.

---

<sup>23</sup> En el Programa de Trabajo de ERGEG para el año 2010 no se contempla para el *GWG* la entrega de un Informe concreto sobre transparencia, aunque sí se hace referencia a que este grupo continuará trabajando en aspectos de transparencia respecto al transporte y almacenamiento de gas natural y GNL.

#### 1.4.4.1.2 OBLIGACIONES DE REGISTRO DE TRANSACCIONES

La obligación de registro de la información (a disposición de las autoridades reguladoras) sobre los datos de las transacciones de los contratos de suministro de electricidad y gas, así como de los contratos derivados sobre dichos productos, suscritos con los clientes mayoristas, con los gestores de las redes de transporte y con los gestores de almacenamientos de gas natural y de las redes de GNL, es un requerimiento novedoso en las Directivas de electricidad y gas, que deberá incorporarse en la legislación básica española del sector energético.

De acuerdo con las mencionadas Directivas, quedan obligados al registro de transacciones las “*empresas de suministro*”. En el artículo 2 (*Definiciones*) de la Directiva 2009/73/CE, sobre normas comunes para el mercado interior de gas natural, se define a la empresa suministradora como “*cualquier persona física o jurídica que realice la actividad de suministro*”, entendiéndose la misma como “*la venta y reventa a clientes de gas natural, incluido el GNL*”. En el artículo 2 (*Definiciones*) de la Directiva 2009/72/CE, sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad, no se define el concepto de empresa suministradora, aunque sí el de suministro como “*la venta y reventa de electricidad a clientes*”. Por su parte, en ambas Directivas se define el producto derivado como “*instrumento financiero especificado en uno de los puntos 5<sup>24</sup>, 6<sup>25</sup> o 7<sup>26</sup> de la sección C del anexo I de la Directiva 2004/39/CE*” (Directiva MiFID). En dicha sección se contemplan instrumentos derivados tanto con entrega financiera

---

<sup>24</sup> Contratos de opciones, futuros, permutas («swaps»), acuerdos de tipos de interés a plazo y otros contratos de derivados relacionados con materias primas que deban liquidarse en efectivo o que puedan liquidarse en efectivo a petición de una de las partes (por motivos distintos al incumplimiento o a otro suceso que lleve a la rescisión del contrato).

<sup>25</sup> Contratos de opciones, futuros, permutas («swaps») y otros contratos de derivados relacionados con materias primas que puedan liquidarse en especie, siempre que se negocien en un Mercado regulado o SMN (Sistema de Negociación Multilateral: sistema multilateral, operado por una empresa de inversión o por un gestor del mercado, que permite reunir - dentro del sistema y según normas no discrecionales - los diversos intereses de compra y de venta sobre instrumentos financieros de múltiples terceros para dar lugar a contratos).

<sup>26</sup> Contratos de opciones, futuros, permutas («swaps»), acuerdos de tipos de interés a plazo y otros contratos de derivados relacionados con materias primas que puedan ser liquidados mediante entrega física no mencionados en el punto 6 de la Sección C y no destinados a fines comerciales, que presentan las características de otros instrumentos financieros derivados, teniendo en cuenta, entre otras cosas, si se liquidan a través de cámaras de compensación reconocidas o son objeto de ajustes regulares de los márgenes de garantía.

como con entrega física (siempre que se negocien en un mercado organizado o en un Sistema de Negociación Multilateral (SMN), o que se liquiden en cámaras de compensación o sean objeto de ajustes regulares de los márgenes de garantía).

De acuerdo con las definiciones establecidas en dichas Directivas, y teniendo en cuenta los sujetos que operan en el sistema eléctrico, según la Ley 54/1997, y gasista, según la Ley 34/1998, se interpreta que el alcance de la obligación de registro abarcaría:

- **Como sujetos de la obligación:** los comercializadores de electricidad<sup>27</sup> o de gas natural<sup>28</sup>. En el apartado 6 del artículo 40 de la Directiva 2009/72/CE y del artículo 44 de la Directiva 2009/73/CE, se determina que lo establecido en dichas Directivas no creará obligaciones de registro adicionales para las empresas de suministro que entren en el ámbito de aplicación de la Directiva MiFID. En este sentido, quedarían excluidas de la obligación de registro, de acuerdo a las Directivas de gas y electricidad, las compañías de inversión que realicen transacciones con derivados sobre gas y electricidad, no así las compañías de *trading* energético, aunque operen con instrumentos financieros, ya que éstas quedan excluidas del ámbito de aplicación de la Directiva MiFID, tal y como se establece en el artículo 2, apartado k, de dicha Directiva<sup>29</sup>.
- **Como productos objeto de la obligación:** los contratos de suministro de electricidad y gas natural, incluido el GNL, y los derivados sobre electricidad o gas natural, contemplados en los puntos 5, 6 o 7 de la sección C del anexo I de la MiFID, sin distinguir explícitamente el tipo de entrega (física o financiera).

---

<sup>27</sup> De acuerdo al artículo 9 de la Ley 54/1997, los comercializadores de electricidad son aquellas sociedades mercantiles que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional en los términos establecidos en dicha Ley.

<sup>28</sup> De acuerdo al artículo 58 de la Ley 34/1998, los comercializadores de gas natural son las sociedades mercantiles que, accediendo a las instalaciones de terceros, adquieren el gas natural para su venta a los consumidores, a otros comercializadores o para realizar tránsitos internacionales.

<sup>29</sup> De acuerdo al artículo 2, apartado k, de la Directiva MiFID, no se aplicará lo establecido en dicha Directiva a las firmas "cuya actividad principal consiste en negociar por cuenta propia en materias primas o derivados sobre materias primas" que no pertenezcan a un grupo cuya actividad principal sea la prestación de otros servicios de inversión o servicios bancarios.

Otros aspectos generales a tener en cuenta en la transposición del artículo 40 de la Directiva 2009/72/CE y del artículo 44 de la Directiva 2009/73/CE son los siguientes:

- En el apartado 3 del artículo 40 de la Directiva de electricidad y en el mismo apartado del artículo 44 de la Directiva de gas se determina que *“la autoridad reguladora podrá poner a disposición de los participantes en el mercado aspectos de esta información, siempre y cuando no se divulgue información sensible a efectos comerciales (...)”*. Sería conveniente que, en la transposición que se realice de la norma, se explicitase qué se entiende por *“información sensible a efectos comerciales”*, ya que en las Directivas, dicho punto, no se aclara.
- En el apartado 4 del artículo 40 de la Directiva de eléctrica y en el mismo apartado del artículo 44 de la Directiva de gas se determina que *“(...) la Comisión podrá adoptar directrices que definan los métodos y medidas para llevar los registros (...); y en el apartado 5 de dichos artículos se establece que “Con respecto a las operaciones de derivados (...) el presente artículo se aplicará solamente cuando la Comisión haya adoptado las directrices a las que se refiere el apartado 4”*. En este sentido, de acuerdo con el considerando 40 de la Directiva 2009/72/CE y el considerando 38 de la Directiva 2009/73/CE, ACER y CESR deben cooperar para investigar y asesorar a la Comisión sobre el contenido de las directrices que definirán el detalle de los registros. Se considera necesario realizar un seguimiento de los trabajos que, en relación a este punto, se desarrollen al objeto de que dichas directrices, una vez aprobadas por la Comisión, sean incorporadas *al ordenamiento jurídico español*.

### **Obligaciones de registro de transacciones: contratos de suministro de gas y electricidad**

En la normativa vigente en España, tanto en el sector eléctrico, como en el gasista, los comercializadores tienen la obligación de remitir información a la Administración, incluida la CNE, y a otros sujetos del sistema, como resultado de la aplicación de la normativa vigente, o bien respondiendo a requerimientos previos (por ejemplo a través

de las Circulares emitidas por la CNE). Sin embargo, **no se prevé, en general, ninguna obligación, por parte de los comercializadores, de mantener, a disposición de las autoridades nacionales, un registro<sup>30</sup> de las transacciones realizadas en relación con sus contratos de suministro.**

En cualquier caso, cabe mencionar que, en el sector gasista, entre las obligaciones de los comercializadores, que recoge el artículo 81 de la Ley 34/1998, se encuentra la de *“Remitir al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio la información periódica que se determine en relación con la actividad que desarrollen dentro del sector gasista. Dicha información incluirá, entre otras, las cantidades vendidas y los precios de venta aplicados en la forma y plazo que se establezcan. Asimismo, remitir a las Comunidades Autónomas la información que específicamente les sea reclamada, relativa a su ámbito territorial”*. En el artículo 62 de la misma ley se establece, además, una obligación de remisión de información más específica, relacionada con contratos al por mayor: *“Las entidades que actúen en el sistema gasista deberán proporcionar a la Administración competente la información que les sea requerida, en especial en relación con los contratos de abastecimiento y suministro de gas que habrán de auditarse de conformidad con lo dispuesto en la Ley de Auditoría de Cuentas y las disposiciones que la desarrollan.”*

Por su parte, el artículo 45 de la Ley 54/1997, que define las obligaciones de los comercializadores de electricidad, no establece ninguna obligación específica relativa a la remisión de información sobre contratos de suministro.

Por tanto, la transposición de las obligaciones de registro de las Directivas requerirá previsiblemente una ampliación de las obligaciones actualmente previstas en estos artículos. De esta forma, la CNE podrá acceder a información de detalle sobre los

---

<sup>30</sup> Cabe mencionar que en la normativa española, vigente en la actualidad, se recogen ciertas obligaciones de registro de información. En concreto, (i) en el apartado 7 del P.O. 4, se determina la obligación del Operador del Sistema de custodiar los registros correspondientes a las medidas, programas y desvíos durante un periodo de 6 años, y (ii) en el artículo 7.1, apartado u, del Real Decreto 1435/2002, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión, se establece la obligación de los distribuidores de disponer de una base de datos en la que deberán guardar, entre otros aspectos, la información correspondiente al consumo de los 2 últimos años naturales.

contratos bilaterales que se negocien entre los suministradores de electricidad y gas, incluido el precio de los mismos.

### **Obligaciones de registro de transacciones: contratos de derivados sobre electricidad y gas**

La obligación de registro referida a los derivados de gas y electricidad también requerirá la adaptación de la normativa energética vigente, que en la actualidad no la contempla.

De acuerdo a la redacción del apartado 1 de los artículos 40 de la Directiva 2009/72/CE y 44 de la Directiva 2009/73/CE, cabría interpretar que cualquier producto derivado, con entrega física<sup>31</sup> o financiera, que fuera realizado por un comercializador de gas o electricidad (tal y como se define dicho sujeto en la Ley 54/1997 y en la Ley 34/1998), con los clientes mayoristas, con los gestores de las redes de transporte, así como con los gestores de almacenamientos y de redes de GNL, sería objeto de dicha obligación de registro. Cabe mencionar que serían, asimismo, objeto de dicha obligación las empresas de *trading* energético que operen con instrumentos financieros ya que no serían objeto de la exclusión establecida en el apartado 6 de los mencionados artículos, al no ser sujetos de aplicación de la Directiva MiFID, tal y como se determina en el artículo 2, apartado k, de dicha Directiva.

De acuerdo a esta interpretación, la CNE, una vez realizada la transposición de las nuevas Directivas de electricidad y gas, tendría acceso, a efectos de supervisión, a los registros sobre transacciones de contratos de derivados sobre electricidad y gas, con liquidación física y financiera, que realicen los comercializadores de gas y electricidad, **pero no dispondría de información sobre las transacciones con productos derivados sobre gas y electricidad realizadas por compañías de inversión**, que quedan dentro del ámbito de aplicación de la MiFID.

---

<sup>31</sup> Siempre que se negocie en un mercado organizado o en un Sistema de Negociación Multilateral (SMN), o que se liquide en cámaras de compensación o sen objeto de ajustes regulares de los márgenes de garantía.



**Esta limitación normativa adquiere especial relevancia en el caso del mercado eléctrico español, en el que la negociación OTC es puramente financiera<sup>32,33</sup>.**

El mercado no organizado o mercado OTC de electricidad es significativamente más líquido que el mercado organizado de futuros gestionado por OMIP, por lo que éste está desarrollando un papel relevante en la formación de precios a plazo de electricidad, que influye en las cotizaciones de los contratos negociados en OMIP y en la formación de precios en las subastas de energía eléctrica supervisadas por la CNE, así como en la negociación de contratos bilaterales entre comercializadores y grandes consumidores. En particular, las referencias OTC son relevantes en la formación de precios en las subastas CESUR, utilizadas en el cálculo de la tarifa de último recurso (TUR).

La supervisión de los contratos financieros negociados en el OTC recae en el ámbito de aplicación de la MiFID y de la Ley del Mercado de Valores (Ley 47/2007, de 19 de diciembre, por que se modifica la Ley 24/1988, de 28 de julio – LMV -) y, por tanto, del regulador financiero (CNMV). La limitación normativa de las nuevas Directivas de electricidad y gas podría solventarse a través de la solicitud de información sobre las transacciones realizadas por compañías de inversión<sup>34</sup>, sus contrapartes y precios, a la CNMV por parte de la CNE, tal y como se especifica en el apartado 7 del artículo 40 de la Directiva 2009/72/CE y en el mismo apartado del artículo 44 de la Directiva 2009/73/CE: *“En caso de que los organismos mencionados en el apartado 1 [autoridad reguladora nacional, los organismos nacionales de la competencia y la Comisión] necesiten acceder a datos conservados por entidades que entren en el en el ámbito de*

---

<sup>32</sup> La CNE, al no tener capacidad de supervisión del mercado OTC, no dispone de información de detalle sobre las transacciones realizadas en dicho mercado, en particular sobre las contrapartes, que le permita evaluar cuál es el impacto de la mencionada limitación normativa. Se desconoce qué porcentaje de las transacciones, en el OTC financiero de electricidad, están siendo realizadas por compañías de *trading* energético o por compañías de inversión.

<sup>33</sup> En el sector de gas natural no se están negociando contratos derivados con liquidación financiera.

<sup>34</sup> La solicitud de información a la CNMV podría limitarse a tales compañías, siempre y cuando se interprete que las empresas de *trading* energético que realizan transacciones con productos derivados sobre electricidad y gas quedan obligadas al registro de dichas transacciones, de acuerdo a las nuevas Directivas de electricidad y de gas.



*aplicación de la Directiva 2004/39/CE [MiFID], los organismos competentes con arreglo a esta Directiva les facilitarán los datos necesarios”.*

**A este respecto, debería recogerse explícitamente en la normativa española de electricidad y gas, la habilitación de la CNE, de la autoridad de defensa de la competencia (CNC) y de la Comisión para solicitar información al regulador financiero (CNMV), en el ámbito de sus competencias.**

#### **1.4.4.2 UNA OPORTUNIDAD PARA FOMENTAR LA COOPERACIÓN ENTRE EL REGULADOR ENERGÉTICO Y EL REGULADOR FINANCIERO ESPAÑOL**

La coordinación entre los reguladores energéticos y los reguladores financieros es un aspecto novedoso, incluido en las Directivas de 13 de julio de 2009, que no se contempla en la actual legislación básica del sector energético español<sup>35,36</sup>. Debe realizarse, por tanto, trasposición de dicho requerimiento, **recogiéndose específicamente, en la legislación española de electricidad y gas, la facultad del regulador energético para cooperar con el regulador financiero**, tal y como se establece tanto en los considerandos de las nuevas Directivas de electricidad y de gas, como en el articulado de las mismas.

Esta coordinación entre ambos reguladores adquiere especial relevancia en el caso del mercado eléctrico español, ya que, el mercado OTC eléctrico, puramente financiero y cuya supervisión recae en la CNMV por negociarse en él instrumentos financieros, está desarrollando un papel relevante en la formación de precios a plazo de electricidad y, en particular, en la formación de precios en las subastas CESUR, utilizadas en el cálculo de la tarifa de último recurso (TUR).

---

<sup>35</sup> En la legislación del sector energético español sí se hace referencia a la colaboración de la CNE con las autoridades de defensa de la competencia.

<sup>36</sup> No obstante, cabe mencionar que en la normativa de aplicación a las subastas reguladas de emisiones primarias de energía eléctrica (6ª y 7ª subastas), CESUR (9ª y 10ª subastas) e interconexión España-Portugal, se reconoce la potestad supervisora de la CNMV en las mismas, al subastarse productos financieros. Además, en el Real Decreto 324/2008, por el que se regulan las emisiones primarias de energía eléctrica, se establece, en su artículo 8, que la CNE y la CNMV establecerán el mecanismo de colaboración necesario para el desempeño de las funciones que les competen respecto de dichas subastas.

Teniendo en cuenta lo establecido en la Directiva 2009/72/CE, se considera necesario explicitar en la normativa española la necesidad de establecer mecanismos de coordinación entre las autoridades reguladoras con objeto de cooperar en la supervisión e intercambiar información sobre transacciones OTC. En particular, se debería habilitar al regulador energético para la cooperación e intercambio de información con el regulador financiero, en la medida que la cooperación con las autoridades de defensa de la competencia ya se contempla en la normativa actual.

Por otra parte, debería analizarse la necesidad de incorporar a la legislación del sector energético referencia explícita a las facultades supervisoras del regulador financiero respecto a los productos sobre derivados de electricidad con liquidación financiera (instrumentos financieros recogidos en el punto 5 del Anexo I, sección C, de la MiFID<sup>37</sup>), que, por otra parte, ya se le están reconociendo en la normativa específica de los mecanismos regulados de mercado en los que se están subastando productos, con subyacente eléctrico, cuya liquidación es financiera, esto es las subastas de emisiones primarias de energía eléctrica, las subastas CESUR y las subastas de contratos financieros relativos a la interconexión entre España y Portugal.

Análogamente a la habilitación expresa en la normativa (facultad del regulador energético para cooperar con el regulador financiero), se podría analizar la posibilidad de realizar acuerdos de colaboración entre instituciones reguladoras a nivel nacional sin que sea necesaria la habilitación normativa expresa. En particular, cabría analizar el establecimiento de Memorandos de Entendimiento (*MoUs* en terminología anglosajona) entre el regulador energético y el regulador financiero, que sienten las bases para la cooperación recíproca entre ambas autoridades. Dado que la colaboración tendría carácter recíproco, cabría analizar si es necesario habilitar normativamente al regulador financiero para la solicitud de información al regulador energético, en particular respecto a la información que no es objeto de la MiFID y es recibida exclusivamente por el regulador energético.

---

<sup>37</sup> Contratos de opciones, futuros, permutas («swaps»), acuerdos de tipos de interés a plazo y otros contratos de derivados relacionados con materias primas que deban liquidarse en efectivo o que puedan liquidarse en efectivo a petición de una de las partes (por motivos distintos al incumplimiento o a otro suceso que lleve a la rescisión del contrato).

## **1.5 MAYOR ATENCION A LOS MERCADOS MINORISTAS EN LA NUEVA NORMATIVA COMUNITARIA**

Los mercados minoristas han estado durante años en segundo plano a pesar de ser, paradójicamente, aquellos que deben trasladar al cliente final las ventajas de la liberalización de los sectores del gas y la electricidad. La CE, consciente de esta situación, lanzó una serie de iniciativas. Entre ellas, destaca el Foro de Londres, o Foro Ciudadano de Energía, del cual ya se han celebrado las dos primeras ediciones<sup>38</sup>. Esta preocupación se ha plasmado también en forma de disposiciones legales recogidas en el Tercer Paquete.

Se han realizado enmiendas de gran calado en las disposiciones de los artículos 3 y anexo I de las Directivas de gas y electricidad, en lo que compete a la protección de los consumidores. Además, los artículos 36 y 37 de la Directiva de electricidad y los artículos 40 y 41 de la Directiva de gas dotan de nuevos objetivos, deberes y competencias a las Autoridades Regulatoras Nacionales. Por último, los artículos 40 y 41 de las Directivas de electricidad y gas respectivamente, introducen nuevas reglas en el funcionamiento del mercado minorista.

### **1.5.1 REFORZAMIENTO DE LAS OBLIGACIONES DE SERVICIO PÚBLICO**

En las Directivas del Tercer Paquete (2009/72 y 2009/73), el artículo 3 está dedicado a “Obligaciones de servicio público y protección del cliente”. El Tercer Paquete está dirigido a la creación de un Mercado Interior de la Energía, pero este mercado tiene que considerar, en primer lugar, a sus clientes finales: los consumidores de energía. Y tratándose de un bien tan esencial como es la energía –sobre todo en el caso de la electricidad– es necesario precisar una serie de obligaciones de servicio público, en especial de cara a los clientes.

---

<sup>38</sup> [1ª edición 27-28 de octubre de 2008 y 2ª edición 29-30 de septiembre de 2009.](#)

En la línea de lo dispuesto en las Directivas del año 2003, en el segundo punto del artículo 3 se establece que los Estados miembros podrán imponer a las empresas eléctricas (o a las compañías de gas natural) *“en aras del interés económico general, **obligaciones de servicio público** que podrán referirse a la seguridad, incluida la seguridad del suministro, a la regularidad, a la calidad y al precio de los suministros, [...]”*

En relación con la electricidad solamente, el punto tercero del artículo 3 de la directiva 2009/72, obliga a los Estados miembros a garantizar el **derecho a un servicio universal** a los clientes domésticos y, cuando lo consideren adecuado, a las PYMES. Este derecho, que ya se contemplaba en la Directiva del año 2003, se define como el *“derecho al suministro de electricidad de una calidad determinada, y a unos precios razonables, fácil y claramente comparables, transparentes y no discriminatorios”*.

La Directiva prosigue especificando medidas que pueden tomar los Estados para garantizar este derecho: *“Para garantizar la prestación del servicio universal, los Estados miembros podrán designar un **suministrador de último recurso**. Los Estados miembros deberán imponer a las empresas distribuidoras la **obligación de conectar a los clientes a su red** [...]”*

Una novedad importante del Tercer Paquete, tanto para gas como para electricidad, es la obligación que tienen los Estados miembros de garantizar que:

*“a) en caso de que un cliente, en el respeto de las condiciones contractuales, desee cambiar de proveedor, el **cambio se efectúe en un plazo de tres semanas** por parte del gestor o gestores de que se trate, y*

*b) que los consumidores tengan **derecho a recibir** todos los **datos** pertinentes sobre el consumo.*

*Los Estados miembros garantizarán que los derechos enunciados en las letras a) y b) se reconozcan a todos los consumidores **sin discriminaciones** por cuanto a costes, esfuerzo o tiempo se refiere.”*

Se trata, por tanto, de dinamizar el mercado minorista, evitando bloqueos en los procesos de cambios de suministrador, facilitando a los clientes el acceso a sus datos de consumo y evitando discriminaciones entre tipos de consumidores.

También, se imponen obligaciones de servicio público relacionadas con una mayor información a los consumidores en relación con el mix de generación utilizado y el impacto sobre el medio ambiente.

Adicionalmente, los Estados podrán tomar medidas para cumplir con una serie de objetivos de servicio público entre los que figuran los siguientes:

*“Los Estados miembros aplicarán medidas para alcanzar los objetivos de cohesión económica y social, protección del medioambiente —que incluirán medidas de eficiencia energética y gestión de la demanda y medios para combatir el cambio climático—, y seguridad del suministro, cuando corresponda.”*

### **1.5.2 LA PROTECCION DEL CONSUMIDOR COMO PRIORIDAD DEL NUEVO ENFOQUE COMUNITARIO**

En el contexto del Tercer Paquete, se entiende que el funcionamiento óptimo del mercado minorista debería aportar beneficios a los consumidores. Para ello, los Estados miembros deben asegurar que los roles y las responsabilidades de los participantes en el mercado de la energía, por ejemplo distribuidores y suministradores de energía, estén definidas con respeto a los acuerdos contractuales, al compromiso con los consumidores, y a las reglas de intercambio de datos y de liquidaciones. Este conjunto de reglas deberían definirse para facilitar a los consumidores la comprensión del mercado minorista y la entrada de nuevos proveedores. Las reglas deberían ser revisadas por las Autoridades Regulatoras Nacionales y otras autoridades nacionales relevantes en la materia. En el camino hacia un mercado común, los roles y las responsabilidades en los diferentes Estados Miembros deberían converger.

Las **autoridades reguladoras nacionales** tienen la importante **misión de asegurar que los consumidores se beneficien de un funcionamiento eficiente de su mercado nacional, promoviendo la competencia efectiva y ayudando a la protección del consumidor**. El cumplimiento de esta misión requiere una aproximación a otras organizaciones nacionales responsables de la protección de los consumidores, así como autoridades reguladoras de la competencia. En el caso de España, este contacto viene realizándose desde hace tiempo por parte la CNE.

A continuación se recoge una serie de medidas de protección del consumidor incluidas en el Tercer Paquete:

En concordancia con el Artículo 49 del Tratado de la Comunidad Europea acerca de la libertad para proveer servicios transfronterizos, los consumidores cuentan con el derecho de ser **suministrados por proveedores registrados en otro Estado Miembro**, siempre que los proveedores sigan las reglas de intercambio de electricidad y gas, y de seguridad de suministro en el caso de gas.

Los clientes tienen derecho a recibir todos sus **datos de consumo** en un formato armonizado fácilmente comprensible. Asimismo, los clientes tienen derecho a ceder sus datos de consumo a cualquier comercializador registrado. Este servicio se proveerá de manera gratuita para el cliente. De este modo, se facilita que los clientes entiendan su propio consumo y puedan utilizar esta información para comparar el servicio que reciben con las ofertas de otros comercializadores o para permitir a otros comercializadores el acceso a sus datos con el fin de que puedan proporcionarles nuevas ofertas.

Debe informarse adecuadamente a los clientes de su **consumo real** de electricidad y gas con una periodicidad que les permita regular su propio consumo. La implantación de contadores inteligentes ayudará a los consumidores a conseguir este objetivo.

Los consumidores deben contar con un amplio abanico de posibilidades de pago, que no sean discriminatorias entre consumidores. De la misma manera, los sistemas de prepago deben ser justos y reflejar fielmente el consumo. Además, los consumidores

tendrán derecho a **cambiar de proveedor en un período máximo de tres semanas** y, en tal caso, recibirán una liquidación de cierre del suministrador anterior antes de que transcurran seis semanas desde la fecha en que se produjo el cambio de suministrador.

El Tercer Paquete plantea también en el artículo 3 de las Directivas 2009/72 y 2009/73 (punto 8 en electricidad y punto 4 en gas) una importante novedad en cuanto a la obligación de los Estados miembros de garantizar el suministro a los **clientes vulnerables**, ya que se prevé su protección “**con el fin de atajar la pobreza energética**”. Este objetivo debe compatibilizarse con un mercado minorista abierto y que funcione adecuadamente. Es decir, se considera crucial evitar que las medidas de protección a los consumidores vulnerables distorsionen el mercado minorista. Para ello, se plantea como herramienta las prestaciones propias de los regímenes de Seguridad Social.

Los Estados miembros deberán, por tanto, definir el concepto de consumidores vulnerables. Para satisfacer este requisito, será necesario que los Estados miembros definan las diferentes categorías de consumidores que puedan ser calificados como vulnerables. Este tipo de consumidores serán protegidos de la desconexión especialmente en períodos críticos. De acuerdo a la CE, la prohibición de desconexión podría tomar forma de licencia o de obligación. La política social y energética, incluyendo en esta última las medidas de eficiencia energética, podrán interactuar para proteger a los consumidores vulnerables.

La **gestión de las reclamaciones** debe ser transparente, efectiva y no-discriminatoria. En este sentido los Estados miembros deben asegurar que existe un mecanismo independiente, para gestionar las quejas y las reclamaciones. Los Estados miembros deberán también asegurarse de que los proveedores comunican de manera efectiva a los consumidores sus derechos, incluida la información acerca de la resolución de los litigios.

Los Estados miembros deben asegurarse que la “**European Energy Consumer Checklist**”, elaborada por la Comisión Europea, se comunica adecuadamente a todos

los consumidores. Las respuestas a este documento, elaboradas por los Estados miembros, deberán resolver todas las cuestiones prácticas que un consumidor podría plantearse en relación a su mercado minorista local. Las respuestas deben ser claras, concisas y comprensibles. La implementación de este documento será seguido por el Foro Ciudadano de Energía.

Por último, con el fin de dar más poder y herramientas al consumidor, el Tercer Paquete introduce dos conceptos que pueden ser de gran utilidad: Los **contadores inteligentes y las redes inteligentes**.

Los contadores inteligentes son dispositivos electrónicos que pueden medir el consumo de energía, añadiendo más información que un contador convencional, pudiendo incluso transmitir datos en forma de comunicación electrónica. Una de las características principales de este tipo de contadores es la habilidad para transmitir comunicación en los dos sentidos entre el consumidor y el proveedor. Su principal misión es mejorar la eficiencia energética y su implementación es un primer paso para implementar las redes inteligentes. Los Estados miembros deben supervisar los programas pilotos ya establecidos para implementar los contadores inteligentes. Por otra parte, las redes inteligentes deberían estimular la generación descentralizada y la eficiencia energética.

### **1.5.3 LA TRANSPOSICION AL CASO ESPAÑOL**

En líneas generales, en España la regulación sobre mercados minoristas y, en particular, sobre derechos del consumidor de energía, podría considerarse más desarrollada que en otros países europeos. En cierto modo, la regulación española ya contempla desde hace años muchos aspectos incluidos en el Tercer Paquete. No obstante, la situación real de la protección de estos consumidores dista mucho de lo establecido en la normativa.



Sin embargo, será necesario un **análisis de nuestra regulación en relación con algunos puntos**. A continuación se hacen algunas consideraciones sobre los aspectos que deben ser objeto de transposición.

- España ya ha incorporado a su legislación la figura de **Suministro de Último Recurso**. Se regula su puesta en marcha en el sector de la energía eléctrica con el Real Decreto 485/2009 y en el sector del gas con el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social. En este sentido, el criterio de aditividad de costes debe permitir el doble objetivo de proporcionar precios razonables y permitir el desarrollo del mercado minorista.
- En el año 2009 se instaura la Oficina de Cambios de Suministrador S.A. (**OCSUM**). OCSUM es una entidad mercantil, creada al amparo de lo dispuesto en las Leyes [12/2007](#) y [17/2007](#), responsable de la supervisión de los cambios de suministrador, en los sectores eléctrico y de gas, conforme a los principios de transparencia, objetividad e independencia. En su capital participan los distribuidores y comercializadores de gas natural y de electricidad. El artículo 3 del Real Decreto 1011/2009 regula los cometidos de esta oficina.

Un objetivo importante de las nuevas Directivas es facilitar el cambio de suministrador en el plazo máximo de tres semanas y, que los clientes que cambien de suministrador reciban una liquidación de cierre del suministrador anterior antes de que transcurran seis semanas desde la fecha en que se produjo el cambio de suministrador. Estos plazos máximos constituyen uno de los puntos que deben ser revisados en la legislación española sobre suministro de gas natural. La OCSUM puede ayudar a cumplir con este objetivo marcado por el Tercer Paquete.

- Los Estados miembros tienen la obligación de garantizar el **suministro a los clientes vulnerables** *“con el fin de atajar la pobreza energética”* sin, por ello obstaculizar o distorsionar el desarrollo de un mercado minorista abierto y que

funcione adecuadamente. En ese sentido el Tercer Paquete plantea como herramienta las prestaciones propias de los regímenes de Seguridad Social.

En España existe un sistema de apoyo económico para ciertos grupos de consumidores de electricidad, pero no para gas. El bono social (sector eléctrico), en vigor desde el 1 de julio de 2009, afecta a las siguientes categorías de consumidores:

- a) Todo consumidor (persona física, no empresa) con una potencia eléctrica contratada en su vivienda habitual menor de 3kW.
- b) Pensionistas (con 60 años o más) que reciban la pensión mínima por jubilación, incapacidad permanente o viudedad.
- c) Familias con tres hijos/as o más.
- d) Familias con todos sus miembros en situación de desempleo.

La Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, modificada por la Ley 12/2007, no recoge una definición para cliente vulnerable y suministrador de último recurso en el sentido perseguido por la Directiva. La figura de cliente vulnerable no debe confundirse con la del consumidor acogido a la tarifa de último recurso o con los servicios esenciales, ambas incluidas en nuestra normativa. Tampoco se encuentran en la Ley disposiciones específicas sobre interrupciones de suministro para los consumidores,

En España, es necesaria una definición de cliente vulnerable que abarque a la población que realmente necesita medidas de apoyo. En este sentido, la CE entiende que el número de consumidores incluidos en tal categoría debería representar una fracción reducida del mercado relevante.

- El Real Decreto 1434/2002, modificado por el Real Decreto 942/2005, y el Real Decreto 1955/2000 regulan el suministro y los derechos de los consumidores de gas y electricidad respectivamente. Sin embargo, se entiende que los citados Reales Decretos podrían no regular con la profundidad exigida por las Directivas

el acceso de los consumidores a la información sobre sus derechos y legislación vigente, o el contenido de los contratos de suministro de los clientes domésticos. En este contexto, sería recomendable una revisión de las citadas normas a fin de incluir con el detalle requerido los derechos de los consumidores a los que se refiere el Anexo I de la Directivas.

- En España, se deberá analizar la solución más adecuada, teniendo en cuenta la organización del Estado, del punto de **contacto único (independiente) para la tramitación de quejas y reclamaciones de los consumidores de energía**.
- Por otra parte, España tendrá que cumplir con la obligación de completar con sus respuestas el documento elaborado por la Comisión Europea “**European Energy Consumer Checklist**”, así como de comunicarlo adecuadamente a todos los consumidores.

## **1.6 NUEVOS REGLAMENTOS SOBRE CONDICIONES DE ACCESO A LAS REDES DE TRANSPORTE**

### **1.6.1 LA CREACION DE LA RED EUROPEA DE GESTORES DE REDES DE TRANSPORTE: ENTSO-E y ENTSO-G**

El **artículo 5** del **Reglamento 714/2009** se refiere al establecimiento de la **Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad** (en adelante REGRTE o, en versión inglesa, ENTSO-E). REGRTE deberá estar constituido a más tardar en el mes de marzo de 2011, antes del cual los distintos gestores miembros deberán presentar a la Agencia y a la Comisión un proyecto de estatutos, reglamento interno y normas de procedimiento que rijan los trámites de audiencia a los interesados.

Aun cuando no se haya perfeccionado aún este trámite, **ENTSO-E**<sup>39</sup> es ya una realidad operativa desde **julio de 2009**, con la integración de las actividades de sus seis

---

<sup>39</sup> <http://www.entsoe.eu/>

organizaciones precursoras: ETSO y UCTE, de ámbito continental, que cubrían, grosso modo, los aspectos “de mercado” y “de operación”, respectivamente, NORDEL (Escandinavia), UKTSOA (Reino Unido), BALTSOA (Lituania, Letonia y Estonia) y ATSOI (isla de Irlanda).

A la fecha de redacción de este documento, ENTSO-E cuenta con 42 miembros de 34 países distintos, rebasando ampliamente los límites de la Unión<sup>40</sup>, al abarcar también a operadores de Noruega, Islandia, Suiza y las repúblicas de la antigua Yugoslavia.

ENTSO-E es dirigido por una asamblea, que representa a todos los operadores miembros, encabezada por un presidente y vicepresidente, y un consejo, formado por 12 miembros electos; asamblea y consejo son auxiliados por un secretariado. Existen además tres comités principales, encargados de las tareas de desarrollo, operación y mercado, respectivamente, así como un grupo específico para el tratamiento de las cuestiones legales y regulatorias. Cada comité coordina a su vez varios grupos de trabajo y grupos regionales; el ámbito de los grupos regionales no coincide entre los distintos comités ni se corresponde necesariamente con las regiones identificadas en la normativa comunitaria, ni con las fronteras políticas: por ejemplo, las regiones en que se estructura el comité de operaciones obedecen a la frecuencia (cada región agrupa sistemas síncronos).

**El artículo 8 del Reglamento 714/2009 enumera las tareas encomendadas a ENTSO-E**, entre las que destaca la utilización de herramientas de gestión de la red comunes que contemplen una categorización también común de los incidentes y, muy especialmente, la elaboración de códigos de red, que junto con las directrices marco, son objeto de un epígrafe específico de este mismo documento.

Entre las restantes tareas encomendadas a ENTSO-E es también relevante la adopción y publicación bienal de un plan decenal de desarrollo de la red de ámbito comunitario que, a partir de los planes de inversiones nacionales y regionales, así como de las directrices sobre las redes transeuropeas en el sector de la energía

---

<sup>40</sup> Únicamente Malta no está representada.

eléctrica (TEN-E), ofrezca una perspectiva global integrada de la adecuación de la generación a la cobertura de la demanda en torno a dos horizontes temporales: durante los cinco años siguientes y en el período del quinto al décimo año siguiente a la elaboración del informe.

El plan debe identificar las carencias y los obstáculos a la inversión, en particular la orientada al desarrollo de nueva capacidad transfronteriza, emplear un método de modelización integrada y evaluar la robustez<sup>41</sup> de la red.

El plan decenal de desarrollo de la red comunitaria debe ser remitido a la Agencia para que ésta emita en el plazo de dos meses su correspondiente opinión razonada y, en su caso, proponga las correspondientes mejoras; corresponde también a la Agencia supervisar la puesta en práctica del plan e informar a la CE del progreso de la misma.<sup>42</sup>

**En el caso del gas, el Reglamento 715/2009 establece también la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Gas (REGRTG o, en versión inglesa, ENTSO-G), que persigue promover la construcción y el funcionamiento del mercado interior y del mercado transfronterizo, así como garantizar una gestión óptima y coordinada junto con una evolución técnica adecuada de la red europea de transporte por gasoducto.**

El establecimiento de la REGRTG, sus funciones y responsabilidades se definen en los artículos 4 a 12 del nuevo Reglamento. La constitución de la REGRTG será realizada por todos los gestores de redes de transporte, que disponen de un plazo, que finaliza el 3 de marzo de 2011, para presentar una propuesta sobre sus estatutos a la Comisión Europea y al ACER. Estos organismos participan en la aprobación de los mismos mediante dictamen.

---

<sup>41</sup> “Robustez” es la traducción oficial del inglés “resilience”; “capacidad de recuperación” sería otra alternativa quizá más descriptiva — en este sentido, se considera que una red es robusta cuando puede superar una situación anómala en un breve periodo de tiempo y retornar a su situación original.

<sup>42</sup> Recientemente se ha aprobado el “ERGEG Advice on Community-wide ten-year Network Development Plan”; dicho documento tiene por finalidad orientar el desarrollo del plan decenal de desarrollo de la red comunitaria por parte de ENTSO-E y plantear los criterios que en un futuro la Agencia empleará en su evaluación.

La REGRTG tendrá las siguientes funciones:

- El establecimiento de herramientas de gestión de la red comunes.
- La elaboración cada dos años, de un plan de desarrollo de la red de ámbito comunitario, no vinculante y con un horizonte de 10 años, que incluya una perspectiva europea en materia de adecuación del suministro. El plan comunitario se basará en los planes de inversión nacionales e incluirá la modelización integrada de la red, señalando las carencias de inversión, especialmente en lo que se refiere a capacidad transfronteriza. El ACER será el encargado de evaluar la coherencia de los planes de inversiones nacionales con el plan comunitario, recomendando que se modifiquen los primeros si es necesario.
- La adopción de recomendaciones sobre la coordinación de la cooperación con terceros países.
- La elaboración de un programa de trabajo y un informe anuales.
- El desarrollo de perspectivas anuales de suministro para invierno y verano.
- La elaboración de los códigos de red que determina el Reglamento.

Los costes relacionados con las actividades realizadas por la REGRTE y la REGRTG correrán a cargo de los gestores de redes de transporte y se tendrán en cuenta en el cálculo de las tarifas. Por otro lado, será tarea del ACER el control de la ejecución de estas funciones.

La gestión de las redes de transporte en nuestro país es una actividad regulada y los operadores de estas instalaciones reciben una retribución por el desarrollo de sus actividades a cargo de los peajes de acceso.

La regulación nacional permite a los operadores de instalaciones de transporte recuperar los costes de inversión, operación, mantenimiento y otros, así como obtener una razonable rentabilidad de los recursos financieros invertidos. Sin embargo, el RD 949/2001 y el RD 1955/2000 deberían ser revisados a **fin de tener en cuenta el desarrollo de estas las nuevas tareas de los gestores nacionales de redes de transporte en el seno de** la REGRTG y REGRTE respectivamente.

## 1.6.2 LA COOPERACIÓN REGIONAL DE LOS GESTORES DE REDES DE TRANSPORTE

El artículo 12 del Reglamento 714/2009 establece la obligación de cooperación regional para los gestores de la red de transporte de electricidad., Junto con el plan decenal encomendado a ENTSO-E, existe un mandato a los gestores de redes de transporte para la publicación de un plan regional de inversiones con carácter bienal. A la Agencia (ACER), y a las autoridades nacionales, corresponde realizar una labor de filtrado y control, en forma de dictamen que evalúe la consistencia del plan, así como ejercer la monitorización de su puesta en práctica. La Iniciativa Regional podría ofrecer el cauce adecuado para una tarea de esta índole; hasta la fecha, esta planificación ha sido fruto de acuerdos de carácter bilateral, impulsados como decisiones adoptadas por los Estados, que en el caso de Portugal han sido auspiciados en los últimos años por la consolidación del MIBEL.

En el apartado 2 del citado artículo 12 se especifica que “Los gestores de redes de transporte promoverán (...) la *asignación coordinada de capacidad transfronteriza mediante soluciones no discriminatorias basadas en el mercado, prestando la debida atención a los méritos específicos de las subastas implícitas para las asignaciones a corto plazo y la integración de los mecanismos de equilibrado y potencia de reserva.*”

En este sentido, el procedimiento de *market splitting* empleado en el mercado ibérico ha alcanzado ya el método objetivo de subastas implícitas en el corto plazo, si bien está pendiente un mayor desarrollo de la asignación de capacidad a largo plazo. Por otro lado, en la interconexión España-Francia se aplican métodos de asignación explícitos, en tanto que uno de los objetivos clave en el marco del plan de acción de la Iniciativa Regional es alcanzar en el corto plazo la asignación implícita mediante el *market coupling* o acoplamiento de mercados.

En ambas fronteras se avanza en la integración de los mecanismos de gestión de energía de balance y reservas; este proceso se encuentra más adelantado en el caso

del MIBEL, donde existe una hoja de ruta en tres etapas que debe culminar con una integración del tipo llamado “TSO-TSO con orden de mérito común”, en línea con el modelo objetivo propuesto en el seno del *Project Coordination Group* suscitado por el Foro de Florencia.

Por último, el apartado 3 abre la posibilidad de que, mediante *comitología*, se contemple un ámbito de cooperación regional diferente al de las “*estructuras de cooperación regional existentes*”, si bien teniendo siempre estas presentes.

Ya sea en relación con los gestores de redes de transporte, o bien con un carácter institucional más amplio<sup>43</sup>, la dimensión regional cobra fuerza en las disposiciones del tercer paquete legislativo.

Si bien en la práctica tanto el desarrollo del MIBEL como de la Iniciativa Regional del sudoeste de Europa, que engloba también a Francia, suponen pasos muy relevantes en esta línea, **el concepto de cooperación regional no está formalmente recogido en la regulación española**, que adopta un enfoque basado en una generalización de la cooperación bilateral, no identificando un ámbito geográfico prioritario, más allá de las especificidades propias del ámbito ibérico, amparadas por un Convenio Internacional propio.

La norma idónea para hacerlo podría ser la propia Ley del Sector, bien como una finalidad más de las descritas en su Objeto, bien como otra de las competencias atribuidas a la Administración General del Estado.

De igual forma. el nuevo **Reglamento 715/2009** establece la **obligación de cooperación** entre los **gestores de redes de transporte de gas** a nivel regional en su artículo 12 para cumplir con las tareas asignadas a REGRT.

---

<sup>43</sup> El artículo 6 de la nueva Directiva 2009/72/CE está precisamente dedicado a la “Promoción de la cooperación regional”.



En particular, los gestores de redes de transporte deberán publicar un plan regional de inversiones cada dos años, y promover acuerdos operacionales que faciliten la gestión óptima de la red, el intercambio de energía, la asignación coordinada de capacidad transfronteriza y la integración de los mecanismos de balance.

Con el fin de alcanzar estos objetivos, la Comisión Europea podrá definir la zona geográfica cubierta por cada estructura de cooperación regional teniendo presentes las estructuras de cooperación regional ya existentes. Un mismo estado miembro podrá colaborar en más de una zona geográfica.

### **1.6.3 NUEVAS OBLIGACIONES DE INFORMACION PARA LOS AGENTES DEL MERCADO**

Al artículo 15 del **Reglamento 714/2009** se añaden tres párrafos adicionales que se refieren al refuerzo de las obligaciones de información impuestas a los gestores de redes de transporte, participantes en el mercado y empresas de generación, respectivamente:

- **Los gestores de redes de transporte publicarán datos de** 1) demanda, prevista y efectiva; 2) disponibilidad y grado de utilización de los activos de generación y consumo, así como de la infraestructura de red, en particular los interconectores; y 3) reservas y mercados de balance.
- Los participantes **en el mercado deberán proporcionar a los gestores de redes de transporte** los datos que requieran para dar cumplimiento al punto anterior.
- Las **empresas de generación** poseedoras de algún activo de al menos 250 MW **deberán mantener a disposición de las autoridades competentes** (CNE, CNC, CE) **durante al menos 5 años, todos los datos** (incluidos capacidad disponible y comprometida), con detalle horario y por unidad, que justifiquen su participación en los distintos mercados, tanto organizados como no organizados (OTC).

En el caso de España, cabe señalar que, como se ha puesto de manifiesto en el curso de los trabajos desarrollados en el marco de la Iniciativa Regional, el grado de transparencia alcanzado por nuestro sistema es destacado, y recientemente se ha visto

mejorado con la extensión de los datos proporcionados por el operador del sistema mediante su página web y la posibilidad de acceder a sus contenidos también en lengua inglesa.

Por otra parte, desde la CNE se considera justificado plantear algunas salvaguardas en lo que respecta a la divulgación al público en general de las previsiones de indisponibilidad de determinados elementos críticos para la operación del sistema eléctrico nacional, en aras de preservar la seguridad del mismo, sin menoscabo de lo previsto por el Reglamento.

Por lo que respecta a las empresas de generación, la CNE dispone de amplios poderes en lo que se refiere a la supervisión de los mercados organizados, pero su acceso a la información de las transacciones realizadas en los mercados no organizados u OTC ha sido hasta la fecha notablemente más limitado; el reciente Reglamento refuerza las capacidades en cuanto a acopio de información de las autoridades reguladoras, también en este ámbito.

En relación al sector gasista, **Reglamento 715/2009**, las nuevas obligaciones para los agentes del mercado hacen referencia a la **transparencia en los servicios ofertados, las tarifas aplicables y las capacidades y el uso de instalaciones.**

Como ya se ha expuesto anteriormente, una de las mayores novedades del Reglamento es la extensión **de las obligaciones del Reglamento actual a las instalaciones de GNL y almacenamientos.**

En cuanto a los servicios ofertados, los operadores de las redes de transporte deberán proporcionar la oferta de servicios de forma no discriminatoria en condiciones contractuales equivalentes, ofreciendo servicios firmes e interrumpibles, a largo y corto plazo. Los operadores de instalaciones de GNL, por su parte, también ofrecerán sus servicios de manera no discriminatoria en condiciones contractuales equivalentes. Estos servicios serán compatibles con el uso de las redes interconectadas. Los gestores de almacenamientos deberán ofrecer servicios de acceso al almacenamiento, inyección o extracción, tanto firmes como interrumpibles, a corto y largo plazo, y

agrupados o separados. En ambos casos la información sobre el uso y disponibilidad de los servicios de acceso será pública y estará sujeta al control de la autoridad reguladora.

Cuando sea necesario, los gestores de infraestructuras podrán condicionar el servicio de acceso de terceros al establecimiento, por parte del usuario, de garantías de solvencia adecuadas, siempre que estas no constituyan una barrera de entrada y sean no discriminatorias, transparentes y proporcionadas.

Los **artículos 18 y 19** del nuevo Reglamento regulan **los requisitos de transparencia** aplicables a los gestores de redes de transporte, instalaciones de GNL y almacenamientos. Según éste, los operadores de instalaciones deberán publicar información detallada sobre los servicios que ofrecen y sus condiciones y sobre el origen, metodología y estructura de las tarifas, así como la capacidad técnica contratada y disponible de forma periódica y fácilmente comprensible para el usuario. En particular, los gestores de redes de transporte publicarán la información en todos los puntos relevantes de su red, incluidos los puntos de entrada y salida. Deberán publicar, además, información sobre la demanda ex-ante y ex-post. Las autoridades competentes, aprobarán, previa consulta al mercado, el listado de puntos relevantes y garantizarán la publicación de esta información.

Por su parte, los gestores de almacenamientos y de plantas de GNL, publicarán, al menos diariamente, la cantidad de gas de cada instalación de almacenamiento o grupo de almacenamientos, los flujos de entrada y de salida y la capacidad de almacenamiento, incluidas las instalaciones exentas del acceso de terceros.

En relación con la información a publicar, por primera vez, se establece la obligación de que los gestores de instalaciones de transporte por gasoducto, almacenamiento y GNL mantengan registros de la misma por un periodo de 5 años.

Por último, **sobre las tarifas de acceso**, el nuevo Reglamento recoge los principios ya establecidos por su antecesor. Tal como ya indicaba el Reglamento 1775/2005, las tarifas de acceso a las redes de transporte por gasoducto y plantas de GNL, o los métodos para calcularlas, deberán ser aprobadas por las autoridades reguladoras. Las

tarifas, o metodologías, deberán reflejar costes, ser transparentes, incluir una rentabilidad adecuada de las inversiones, aplicarse de forma no discriminatoria, favorecer la competencia, evitar subvenciones cruzadas y no limitar la liquidez del mercado, ni distorsionar el comercio transfronterizo. Las tarifas de acceso podrán fijarse mediante mecanismos basados en mercado, proporcionando incentivos a la inversión y a la interoperabilidad.

No obstante, **por primera vez se introduce la obligación de fijar por separado tarifas por cada punto de entrada o punto de salida del sistema de transporte**. Los mecanismos de distribución de costes en relación con los puntos de entrada/salida serán aprobados por el Regulador. El nuevo Reglamento insiste en la necesidad de asegurar que las tarifas de acceso no se basen en itinerarios contractuales.

En nuestro país, el Real Decreto 949/2001, modificado por el Real Decreto 1766/2007 y el Real Decreto-Ley 7/2006, regula el régimen de acceso de terceros a las instalaciones gasistas. Este Real Decreto ya refleja los principios y criterios sobre el acceso de terceros del nuevo Reglamento. Sin embargo, habría que modificar los siguientes aspectos de la regulación española para una correcta adaptación:

- En la actualidad la contratación del servicio del almacenamiento subterráneo se realiza como un todo, es decir, el comercializador sólo contrata capacidad de almacenamiento (hueco), **la capacidad de extracción e inyección necesarias van asociadas al hueco contratado. Por tanto, no se ofertan ni se pueden contratar estos servicios por separado**, lo que el nuevo Reglamento exige. Además, no se oferta capacidad de almacenamiento a largo plazo en estas instalaciones,
- No se oferta **capacidad interrumpible** en contraflujo.
- **Los peajes, en particular los de tránsito, no corresponden a una estructura entrada –salida**. Además estos peajes son diferentes para el tránsito internacional, lo que podrían interpretarse como una distorsión del mercado, en contra de lo que exige el nuevo Reglamento.

- **No existe la obligación específica de las autoridades reguladoras de controlar la información a publicar por los operadores** de terminales de GNL y de almacenamientos.

En cuanto a los requisitos de transparencia que exige el Reglamento, éstos se encuentran contenidos también en el Real Decreto 949/2001, modificado por el Real Decreto 1434/2002, en lo que se refiere a los servicios y la capacidad contratada y disponible, así como en las Normas de Gestión del Sistema Gasista (NGTS), aprobadas por la Orden Ministerial ITC/3126/2005, y en concreto en las normas NGTS-9.3, sobre publicación de información sobre la operación normal del sistema, NGTS-9.7 sobre la publicación de información respecto al seguimiento del sistema y NGTS-10.5, sobre programaciones, nominaciones, planes de mantenimiento y previsiones de demanda.

Sin embargo, las **obligaciones de transparencia de las NGTS** recaen, en gran medida, sobre el Gestor Técnico del Sistema, y no sobre los operadores de cada instalación. Es por eso que los operadores no suelen publicar esta información en sus correspondientes páginas web. Para cumplir con este requisito, la regulación en vigor debería incorporar esta obligación para los TSO, ISO o ITO.

A su vez, la norma NGTS-05, Medición, apartado 5.1, establece, sobre la supervisión del sistema gasista, que: *“Además, para poder efectuar el necesario seguimiento, se realizarán mediciones y análisis para determinar la cantidad y calidad del gas transportado, regasificado, descargado, distribuido o almacenado por las instalaciones correspondientes, se mantendrá un registro histórico de resultados de mediciones y análisis durante cuatro años.”* **Sería conveniente la extensión de este registro a 5 años.**

Por otro lado, **el Reglamento 715/2009 incorpora como función del regulador español la definición de los puntos relevantes del sistema y la supervisión de la publicación de la información que requiere el artículo de transparencia.** Este aspecto también ha de ser recogido en la regulación.

Por último, es de señalar que los principios para el establecimiento de los peajes de acceso y la estructura de los mismos vienen definidos en la legislación española en el Real Decreto 949/2001 y las Órdenes Ministeriales de desarrollo del mismo. No obstante, la regulación española actual no cuenta con una **metodología clara y pública** que explique la definición de las **distintas tarifas de acceso** e indique los costes asociados a las redes.

#### **1.6.4 LOS NUEVOS INSTRUMENTOS REGULATORIOS: LAS DIRECTRICES MARCO Y LOS CODIGOS DE RED**

En el caso eléctrico, los **artículos 6 y 7 del Reglamento 714/2009** se refieren al establecimiento y modificación, respectivamente, de los códigos de red; **el artículo 8** (tareas encomendadas a ENTSO-E) dedica también un amplio espacio a este tópico, de gran importancia, pues se confía la concreción de los aspectos de detalle de la integración del mercado único de la electricidad a la exitosa interrelación entre dos nuevos instrumentos: las directrices marco, a desarrollar por la Agencia, y los códigos de red, a redactar por ENTSO-E.

De igual forma, el artículo 8 del **Reglamento 715/2009/CE** establece que la REGRTG tendrá entre sus funciones, la de elaborar códigos de red sobre seguridad y fiabilidad de la red, conexión a la red, acceso de terceros, intercambio de datos y liquidación, interoperabilidad, operación en caso de emergencia, asignación de capacidad y gestión de congestiones, transacciones relacionadas con la prestación técnica y operativa de servicios de acceso a la red y balance de red, transparencia, balance, estructura tarifaria y eficiencia energética de las redes. :

Los códigos citados se desarrollarán en materia de redes transfronterizas y de integración de mercados, manteniendo los Estados miembros la potestad de implantar códigos de red nacionales que no afecten al comercio transfronterizo. La Comisión Europea establecerá una lista de prioridades para la elaboración de los códigos. Por su parte, el ACER participará en el desarrollo de los mismos a través de la elaboración de directrices marco, que indiquen los principios para su establecimiento. La elaboración

de los códigos conllevará un periodo de consulta que incluya a todos los participantes relevantes del mercado, a las autoridades reguladoras y otras autoridades nacionales.

El proceso a seguir es, en términos generales, el siguiente:

- La **CE**, previa consulta a ACER, ENTSOs y demás partes interesadas en general, elaborará con carácter anual una lista de **prioridades** identificando aquellas áreas en las que se deberán desarrollar **códigos de red**.
- **A instancias de la Comisión, la Agencia redactará en un plazo no superior a seis meses una directriz marco** no vinculante que establezca principios claros y objetivos para el establecimiento de códigos de red relativos a una lista de prioridades ya identificada en el reglamento<sup>44</sup>. La directriz deberá ser objeto de consulta pública a las partes interesadas (en particular ENTSO-E) durante al menos dos meses.
- La **CE puede solicitar a ACER que revise la directriz marco** en un tiempo razonable de tiempo y la vuelva a remitir a la CE. En caso de que ACER no remita la directriz marco en el tiempo establecido, la CE elaborará la directriz marco en cuestión.
- A continuación, **la Comisión instará a ENTSO-E a redactar y remitir a la Agencia en el plazo de un año un código de red** que se ajuste a la correspondiente directriz marco; la Agencia dispondrá entonces de tres meses para emitir un dictamen motivado que, en su caso, podría conllevar un nuevo proceso de audiencia.

---

<sup>44</sup> La lista de prioridades a ser abordadas por los códigos de red es prácticamente exhaustiva: abarca normas que conciernen aspectos tales como: seguridad y fiabilidad de la red, conexión y acceso, intercambio de datos y liquidación, interoperabilidad, procedimientos en casos de emergencia, asignación de capacidad y gestión de la congestión, transparencia, potencia de reserva y energía de balance, armonización tarifaria, señales de localización, compensación entre gestores de red y eficiencia energética.

- Una vez **la Agencia** considere que el código de red responde adecuadamente a directriz marco, **lo elevará a la Comisión**, quien de no adoptarlo deberá motivar su decisión.
- **Si ENTSO-E** no lograra proponer un código de red en forma y plazo, la Comisión podría invitar a la Agencia a hacerlo en su lugar. Si también la Agencia fallara en este empeño, o **si la Agencia no lograra** proponer una directriz marco en forma y plazo, **la Comisión asumiría esta responsabilidad y resolvería aplicando el proceso de comitología** — de hecho, la Comisión se deja abierta en todo caso esta posibilidad.

De igual forma, el artículo 8 del **Reglamento 715/2009/CE** establece que la REGRTG tendrá entre sus funciones, la de elaborar códigos de red sobre seguridad y fiabilidad de la red, conexión a la red, acceso de terceros, intercambio de datos y liquidación, interoperabilidad, operación en caso de emergencia, asignación de capacidad y gestión de congestiones, transacciones relacionadas con la prestación técnica y operativa de servicios de acceso a la red y balance de red, transparencia, balance, estructura tarifaria y eficiencia energética de las redes. :

Si bien a día de hoy los códigos de red no están aprobados, **su elaboración y entrada en vigor podría afectar de manera significativa a la regulación nacional sobre interconexiones y, en particular, a aspectos como** los peajes de acceso la asignación de capacidad y la gestión de congestiones. Además, **los códigos podrían obligar a la modificación de las Normas de Gestión del Sistema Gasista y diversos procedimientos de operación en el Sistema eléctrico,** con el fin de adaptarlas a lo indicado en los futuros códigos de red.

El nuevo Reglamento 715/2009, en sus artículos 23 a 26, refleja los principios contenidos en el Reglamento al que sustituye en cuanto a:

- El establecimiento de directrices sobre el acceso de terceros, la asignación de capacidad, la gestión de congestiones, la definición de puntos relevantes y la



transparencia, así como respecto a la obligación de los Estados miembros de aportar la información que la Comisión Europea requiera para el desarrollo de estas directrices. El nuevo Reglamento añade, además, la posibilidad de dictar directrices sobre la metodología de tarifas en relación con el comercio transfronterizo y los códigos de red. ACER y la REGRTG participarán mediante consulta de la Comisión en la elaboración de las directrices.

- La obligación de las autoridades reguladoras de garantizar el cumplimiento del Reglamento.
- El derecho de los Estados miembros a establecer medidas más detalladas que las indicadas en el Reglamento y en las directrices.

Asimismo, el Anexo I del Reglamento 715/2009 determina las directrices sobre el acceso de terceros, la asignación de capacidad y gestión de congestiones y la definición de información técnica en las redes de transporte.

En este sentido, no se modifican las disposiciones del Reglamento 715/2009 respecto a las directrices sobre servicios de acceso de ATR. No obstante, es importante destacar algunos puntos del Reglamento que podrían afectar a la normativa gasista española:

- Los gestores de redes de transporte ofrecerán servicios firmes e interrumpibles de un día de duración. En nuestro país el régimen de interrumpibilidad, regulado por la Resolución de 25 de julio de 2006, no permite a los operadores ofertar capacidad no nominada como interrumpible.
- El código común de red debe facilitar los intercambios y la reutilización de la capacidad contratada.
- Los gestores de redes de transporte ofrecerán sistemas informáticos de confirmación reserva de capacidad.
- Los gestores de redes de transporte publicarán al menos una vez al año, dentro de una fecha límite fijada, todos los periodos de mantenimiento programado. Asimismo, deberán publicar regularmente información actualizada y detallada sobre la duración prevista y los efectos del mantenimiento.

Las directrices sobre la asignación de capacidad y mecanismos de gestión de congestiones del Reglamento 715/2009 son las mismas que en el Reglamento 1775/2005. Cabe destacar la referencia a la oferta en el mercado primario de la capacidad no utilizada por parte de los gestores de red, así como al mercado secundario. A este respecto, se destaca **la necesidad de elaborar la normativa adecuada que permita el desarrollo del mercado secundario de capacidad** en todas las instalaciones del sistema gasista.

Para terminar, las directrices sobre transparencia tampoco varían de un Reglamento a otro. Este apartado sigue considerando los puntos de conexión de las diferentes redes de transporte como puntos relevantes en relación con los requisitos de transparencia.

### **1.6.5 NUEVOS CRITERIOS ECONOMICOS PARA LA GESTION DE CONGESTIONES**

En relación a los fines a que se destinan las rentas de congestión según el **Reglamento 714/2009**, el apartado 6 del artículo 16 (anterior artículo 6) se modifica en el sentido de restringir la utilización de las rentas de congestión para minorar las tarifas de acceso, realzando la **prioridad debida a los dos fines que le son propios: 1) garantizar la firmeza de la capacidad asignada y 2) invertir en el aumento de capacidad de interconexión**<sup>45</sup>.

La normativa española sobre gestión de las interconexiones (Órdenes ITC/4112/2005 e ITC/843/2007) coincide en otorgar prioridad a garantizar la firmeza de los derechos de capacidad, pero en segundo lugar se remiten al sistema general de liquidaciones, incluyendo el saldo neto de la congestión como ingreso o coste para el mismo.

El nuevo Reglamento prevé condiciones muy restrictivas para destinar las rentas de congestión a reducir las tarifas: sólo se permite si fuera imposible destinarlas de forma eficiente a los dos fines prioritarios anteriormente citados, y sólo por un importe máximo

---

<sup>45</sup> Debería haberse modificado en coherencia con esto el apartado 6.4 de las Directrices anexas al Reglamento, que sigue haciendo referencia a los tres objetivos originalmente establecidos: firmeza, interconectores y reducir la tarifa. En rigor, ahora debería hacerse alusión solo a los dos primeros.

a establecer por las autoridades reguladoras involucradas, que reportarán de este hecho a la Agencia — el excedente sobre dicha cuantía máxima deberá ser depositado en una cuenta destinada exclusivamente a tal efecto, hasta cuando sea posible utilizarlo, bien a garantizar la disponibilidad de la capacidad, bien a reforzar las interconexiones.

Por lo tanto, **debe modificarse la regulación nacional vigente en el sentido de anteponer la financiación de “inversiones en la red para mantener o aumentar la capacidad de interconexión, en particular mediante nuevos interconectores” a la inclusión “en los costes para el cálculo de las tarifas de acceso”**. Además, deberá especificarse que esto último queda sujeto a la determinación de una cuantía máxima a acordar por la CNE con la autoridad reguladora del otro país con el que se comparte la interconexión.

Directrices para el mecanismo de compensación entre gestores de redes de transporte  
De acuerdo con lo previsto en el artículo 18 del Reglamento, la CE ha presentado en fecha reciente su propuesta de Directrices sobre el procedimiento para la determinación de los cobros y pagos debidos entre gestores de redes de transporte en compensación por la materialización de flujos transfronterizos de electricidad. Estas Directrices constituyen una enmienda al Reglamento, del que son un Anexo.

La propuesta prevé la constitución de un fondo que cubriría dos aspectos: 1) pérdidas inducidas en las redes y 2) puesta a disposición de la infraestructura necesaria para acoger flujos eléctricos transfronterizos. La compensación por pérdidas se calcularía por diferencia entre las pérdidas reales sufridas en una red y las pérdidas teóricas estimadas en ausencia de flujos transfronterizos. La compensación por infraestructura se repartiría de forma proporcional a dos términos: 1) un factor de tránsito (ratio de los flujos transfronterizos soportados por la red en cuestión respecto a los flujos transfronterizos totales) y 2) un factor de carga (ratio análogo considerando la carga soportada por la red nacional y la total); ambos factores ponderarían un 75% y un 25%, respectivamente, y se aplicarían sobre un monto total, a determinar por la CE con el

asesoramiento de ENTSO-e y ERGEG<sup>46</sup> cuyo importe de partida sería de 100 millones de euros.

Se abonará además una tarifa de uso de la red de transporte por toda importación desde —o exportación hacia— terceros países con los que no se haya suscrito un acuerdo de reciprocidad. Esto afecta a España fundamentalmente por la interconexión de Tarifa, con saldo exportador de España hacia Marruecos.

Para el sector del gas natural, el **Reglamento 715/2009**, en sus artículos 16 y 17, define los principios de asignación de capacidad y gestión de congestiones de las redes de transporte y hace extensiva su aplicación a las instalaciones de GNL y almacenamientos.

Respecto a la capacidad, será obligación de los operadores de instalaciones poner a disposición de los usuarios la capacidad máxima de las mismas. Adicionalmente, en el caso del transporte por gasoducto, los operadores deberán tener en cuenta la demanda del mercado y la seguridad del suministro en la planificación de nuevas inversiones. Los mecanismos de asignación de capacidad, a publicar y aplicar, deberán ser compatibles con los mecanismos de mercado y con los regímenes de acceso a las instalaciones conectadas y a las redes de los Estados miembros.

Respecto a la congestión física, deberán establecerse mecanismos de asignación de capacidad transparentes y no discriminatorios.

Por último, sobre la gestión de las congestiones contractuales, con el fin de evitar acaparamiento de capacidad, los operadores de instalaciones deberán ofertar la capacidad no utilizada en el mercado primario, en caso de congestión. En el caso de las redes de transporte por gasoducto y almacenamientos, esta capacidad se ofertará al menos con un día de antelación y con carácter interrumpible. El Reglamento define capacidad no utilizada en su artículo 2.1.4) como la capacidad firme que un usuario ha adquirido en virtud de un contrato pero que no ha sido nominada. Además, los usuarios

---

<sup>46</sup> La redacción final podría hacer referencia a la Agencia.

tendrán derecho a revender la capacidad contratada en el mercado secundario de capacidad.

También en relación con las congestiones en el transporte por gasoducto, el nuevo Reglamento destaca por primera vez la necesidad de que los mecanismos de gestión de los mismos faciliten los intercambios transfronterizos de gas.

En nuestro país, el Real Decreto 949/2001, modificado por el Real Decreto 1766/2007, determina **un sistema de acceso a las instalaciones basado en el orden cronológico de recepción de las solicitudes**, aunque permite criterios de asignación distintos en las infraestructuras que puedan presentar congestiones o en las conexiones internacionales. Este mecanismo de asignación de la capacidad, si bien es un sistema eficiente en el caso de instalaciones con capacidad disponible, **podría considerarse discriminatorio si se aplicase en casos de congestión o de la asignación inicial de una nueva capacidad**. La propuesta de modificación del Real Decreto 949/2001 informado por esta Comisión permitiría mejorar este punto.

Por otra parte en la legislación española no existe una obligación específica para que los transportistas publiquen dicho mecanismo, por eso, sería conveniente introducir la obligación de incluir una referencia al mecanismo aprobado y publicado en el BOE por parte de los transportistas en su página web.

La normativa española tampoco incluye actualmente la obligación de los gestores de almacenamientos y redes de transporte por gasoducto de ofertar la capacidad no utilizada en régimen interrumpible. De hecho, el régimen de interrumpibilidad, determinado por la Resolución de 25 de julio de 2006, fija la capacidad a asignar como interrumpible de un año para otro teniendo en cuentas las congestiones físicas del sistema de transporte, sin permitir la existencia de otro tipo de capacidades interrumpibles como la capacidad en contraflujo. Por eso, **debe adaptarse la regulación para incluir la posibilidad de que los operadores oferten la capacidad no utilizada, esto es, no nominada, como interrumpible en el mercado primario, o capacidades en contraflujo**.

Con carácter adicional, respecto a los criterios económicos aplicables a los usuarios de las instalaciones, hay que citar el artículo 21 del Reglamento 175/2009, que sustituye al artículo 7 del Reglamento anterior, y que mantiene los principios de equidad, no discriminación y transparencia de las normas de balance a aplicar por los gestores de redes de transporte por gasoducto. Las tarifas de balance serán reflejo de costes, evitando subvenciones cruzadas y proporcionando incentivos adecuados a los usuarios para que equilibren sus posiciones. Además, este artículo establece que los Estados miembros promoverán normas de balance armonizadas a fin de facilitar el comercio de gas.

Las novedades del nuevo Reglamento respecto al balance son:

- Se obliga a que las **normas de balance se basen exclusivamente en mecanismos de mercado**, eliminándose además las disposiciones actuales sobre sistemas de balance no basados en mercado.
- La información sobre el balance a comunicar por los gestores será gratuita y deberá corresponder al periodo de liquidación de las tarifas de balance.
- Se eliminan las disposiciones actuales sobre la aplicación de penalizaciones por desbalance.

La normativa española de referencia en este aspecto son las NGTS, que establecen, en su capítulo 7, las reglas de balance a aplicar a los usuarios y las instalaciones del sistema gasista español, recogiendo los principios del Reglamento en vigor y del nuevo Reglamento. No obstante, las NGTS incluyen penalizaciones por desbalances, definidas en el apartado 9.7, que establecen cargos económicos para aquellos usuarios que se encuentren en situación de desbalance, basados en el canon de almacenamiento de GNL cuando hacen referencia al exceso de existencias de gas, y en un precio de referencia (media aritmética del valor del Henry Hub y del NBP) cuando el desbalance se debe a la falta de existencias. Estos cargos persiguen desincentivar posibles desbalances en el sistema, pero podrían estar en contra de lo establecido en el nuevo Reglamento, ya que no se basan en mecanismos de mercado. Por tanto sería necesario establecer **penalizaciones por desbalances referidas a un precio de mercado relevante para los consumidores españoles**.

Por último, un mecanismo esencial de gestión de congestiones es el **mercado secundario de capacidad**. Conforme al reglamento en vigor, el nuevo Reglamento reconoce el derecho de los usuarios de instalaciones de transporte por gasoducto, **almacenamiento y plantas de GNL** a intercambiar libremente los derechos de capacidad adquiridos. Los operadores deberán facilitar ese intercambio de manera transparente y no discriminatoria, estableciendo procedimientos y contratos armonizados que deberán ser comunicados a las autoridades reguladoras y reconociendo la transferencia de derecho de capacidad que los usuarios les comuniquen.

A este respecto, la Ley 34/1998, modificada por la Ley 12/2007, en su artículo 70.2, explica la necesidad de desarrollar un mercado secundario de capacidad:

*“2. Reglamentariamente se regularán las condiciones de acceso de terceros a las instalaciones, las obligaciones y derechos de los titulares de las instalaciones relacionadas con el acceso de terceros, así como las de los Consumidores Directos en Mercado y comercializadores. Asimismo, se definirá el contenido mínimo de los contratos y, en su caso, se regularán las condiciones de funcionamiento del mercado secundario de capacidad.”*

Sin embargo, a día de hoy **todavía no se ha desarrollado una normativa que determine las condiciones de funcionamiento del mercado secundario de capacidad en las instalaciones del sistema gasista, a excepción del correspondiente a la capacidad de los almacenamientos subterráneos**. Sería conveniente el desarrollo regulatorio de los mercados secundarios de capacidad para el resto de instalaciones, de acuerdo con lo dispuesto en el Reglamento. En este sentido, el informe de esta Comisión a la propuesta de tarifas ya incluye una propuesta.

## 1.6.6 NUEVAS RESPONSABILIDADES EN CUANTO A EXENCIONES DE NUEVOS INTERCONECTORES

El artículo 17 del **Reglamento 714/2009** (anterior artículo 7) atañe a las exenciones en el régimen general de acceso a que pueden acogerse las nuevas infraestructuras de interconexión nacidas de la iniciativa privada con ánimo de lucro (“merchant lines”).

En primer lugar, se circunscribe explícitamente la posibilidad de **exención a un tiempo limitado y sólo para nuevos** (o ampliaciones significativas de) **interconectores directos en corriente continua**; anteriormente se contemplaba la posibilidad de enlaces en alterna, “siempre y cuando los costes y riesgos de la inversión en cuestión sean particularmente altos en relación con los costes y riesgos contraídos normalmente”.

En segundo lugar, si bien la autorización de la exención sigue recayendo, en primer término, en las autoridades reguladoras nacionales, esta responsabilidad será asumida por la Agencia, siempre tras consultar a las autoridades y a los propios solicitantes, cuando 1) las autoridades afectadas no hayan logrado alcanzar un acuerdo en el plazo de seis meses, o bien 2) por petición conjunta de dichas autoridades. En todo caso, la Agencia podrá presentar un dictamen consultivo previo hasta dos meses después de la recepción de la solicitud de exención por la última de las autoridades reguladoras implicadas.

En su caso, la decisión de exención, pública y debidamente motivada, además de atender a los criterios ya presentes en el anterior Reglamento, debe pronunciarse sobre los mecanismos de gestión y asignación de capacidad a aplicar. En todo caso, los adjudicatarios de capacidad podrán renegociarla en el mercado secundario, y la capacidad no utilizada debe ser ofrecida al mercado.

Se establecen además una serie de plazos reglamentarios asociados a la tramitación de la solicitud de exención; cabe señalar que la concesión de exención decae a los cinco años, en el caso de que la interconexión no se hubiera materializado por causas imputables a sus promotores.



La CE se reserva además la posibilidad de adoptar en un futuro Directrices en relación con la aplicación de las condiciones de exención.

En relación al **Reglamento 715/2009**, las nuevas responsabilidades respecto a las nuevas infraestructuras exentas de acceso de terceros hacen referencia a la aplicación de mecanismos de asignación de capacidad y gestión de congestiones en estas instalaciones. Estas nuevas normas vienen recogidas en el artículo 36 de la Directiva 2009/73/CE y constituyen una de las novedades más importantes de este artículo.

En relación con la asignación de capacidad, antes de conceder una exención de acceso regulado, el regulador tendrá que determinar las normas y mecanismos de gestión y asignación de capacidad. Estas normas establecerán la posibilidad de que todos los posibles usuarios manifiesten su interés por contratar capacidad antes de la asignación de capacidad en la nueva infraestructura, incluida la capacidad para uso propio. El resultado de esta consulta deberá ser tenido en cuenta por el regulador a la hora de determinar si la instalación cumple los requisitos exigidos para la exención, en particular, en lo que se refiere a la competencia y el nivel de riesgo de la inversión.

Además, el regulador exigirá que las reglas para la gestión de congestiones incluyan la obligación de ofrecer la capacidad no utilizada en el mercado y que los usuarios tengan derecho a vender su capacidad en el mercado secundario.

## 2 EL PAQUETE DE MEDIDAS SOBRE CAMBIO CLIMATICO Y ENERGIA: EL PAQUETE VERDE

El Paquete de Medidas de la Unión Europea sobre Cambio Climático y Energía (en adelante “Paquete Verde”) incluye diversos instrumentos de gran importancia para el sector eléctrico y para el sector de hidrocarburos en relación con la promoción de las energías renovables y la lucha contra el cambio climático.

Con la nueva **Directiva 2009/28/CE** del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, lograr que en el año **2020** las **energías renovables** en su conjunto representen un **20% del consumo de energía final** en la UE es un objetivo ambicioso que, sin duda, condicionará la política energética de los diferentes Estados miembros. En este sentido, cabe también destacar la fijación de un objetivo obligatorio para cada Estado miembro consistente en alcanzar una cuota del **10% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de combustibles para el transporte en la Comunidad para 2020**, reforzándose así las medidas adoptadas mediante la Directiva 2003/30/CE, por la que se establecieron objetivos indicativos de biocarburantes para 2005 y 2010. Los biocarburantes utilizados para lograr el objetivo del 10% y para computar de cara a las obligaciones nacionales de introducción de fuentes renovables en el transporte han de cumplir diversos criterios de sostenibilidad incluidos tanto en la Directiva 2009/28/CE, como en la Directiva 2009/30/CE.

La **Directiva 2009/29/CE**<sup>47</sup> regula el Régimen Comunitario de Comercio de Derechos de Emisión (RCCDE) de Gases de Efecto Invernadero (GEI) a partir de 2013 para el control y limitación de las emisiones de CO<sub>2</sub>. Con la experiencia adquirida en relación con el funcionamiento del mercado comunitario de comercio de derechos de emisión desde que éste se implantó en la Comunidad en 2005, se mejoran ahora diversos aspectos de su funcionamiento de cara a su aplicación a partir de 2013, destacando la fijación de un techo de emisiones comunitario que irá disminuyendo de forma lineal cada año, asignándose los derechos de emisión en base a reglas armonizadas en la

---

<sup>47</sup> Directiva 2009/29/CE, de 23 de abril, por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el Régimen Comunitario de Comercio de Derechos de Emisión de gases de efecto invernadero

Comunidad, de forma que se tratará de eliminar las distorsiones originadas por el diferente tratamiento de un mismo sector en los diversos Planes Nacionales de Asignación que han aplicado los diversos Estados miembros en los periodos 2005-2007 y 2008-2012.

El régimen se amplía para incluir nuevos gases y actividades, se refuerza la relación con otros regímenes de comercio y se le da un peso significativo a la subasta como mecanismo de asignación, aunque en ciertos sectores se permitirá asignar gratuitamente los derechos, hasta un 100% de la cantidad determinada de acuerdo con la Directiva 2009/29/CE en el caso de los sectores sujetos a un considerable riesgo de “fuga de carbono”, como es el caso del sector de refino según la Decisión 2010/2/UE de la Comisión Europea.

Por primera vez se establecen objetivos para la reducción/limitación de emisiones de GEI de sectores difusos, siendo uno de ellos la energía (quema de combustibles y emisiones fugitivas de combustibles), que comprende el transporte, lo cual es un hito digno de mención. Finalmente, en el marco de la Estrategia comunitaria para reducir las emisiones de los turismos y los vehículos industriales ligeros, se han establecido reducciones obligatorias de las emisiones de CO<sub>2</sub> de los turismos nuevos para conseguir el objetivo de 130 g de CO<sub>2</sub> / km respecto a la media del parque de vehículos nuevos mediante mejoras de la tecnología de los motores de vehículos, con una reducción adicional del 10% mediante otras mejoras tecnológicas y una mayor utilización de los biocarburantes sostenibles.

En los objetivos de emisiones para los mencionados fabricantes, hasta el 31 de diciembre de 2015 se reconoce la posibilidad de una reducción adicional de un 5% de las emisiones específicas de los vehículos diseñados para poder funcionar con E85, si al menos un 30% de las Estaciones de servicio del Estado miembro en el que esté matriculado el vehículo suministran este tipo de combustible alternativo que cumpla con los requisitos comunitarios de sostenibilidad.

Por su parte, la **Directiva 2009/30/CE modifica las especificaciones técnicas de los combustibles** para permitir una **mayor incorporación volumétrica de**

**biocarburantes** en los carburantes fósiles, tanto de bioetanol en las gasolinas (hasta un 10%, frente al 5% actual) como de FAME en los gasóleos (del actual 5% al 7%). En este sentido, cabe destacar el aumento del contenido de oxígeno de la gasolina de 2,7 a 3,7 % m/m y el establecimiento de un rebasamiento de la presión de vapor de la gasolina en función de su contenido en etanol, por una parte, y la reducción del contenido de hidrocarburos aromáticos policíclicos del gasóleo de automoción, que pasa del 11 al 8% m/m, por otra. Se confirma el contenido máximo de azufre de la gasolina y del gasóleo de automoción en 10 mg/kg y se establecen requerimientos más estrictos en relación al contenido de azufre del gasóleo destinado a ser utilizado en máquinas móviles no de carretera (incluidos los buques de navegación interior), tractores agrícolas y forestales, así como embarcaciones de recreo.

En la política de lucha contra el cambio climático se enmarca un novedoso mecanismo de **reducción de emisiones para los proveedores de carburante**, de forma que éstos han de rebajar gradualmente, a más tardar el 31 de diciembre de 2020, las emisiones de GEI del ciclo de vida de los combustibles hasta un 10% por unidad de energía del combustible.

Asimismo, es reseñable que mediante la **Directiva 2009/31/CE** se ha definido el marco reglamentario preciso para **despejar los obstáculos en materia jurídica existentes hasta la fecha y poder aplicar así la tecnología de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>** de forma segura para el medio ambiente.

## **2.1 EL FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES**

### **2.1.1 ASPECTOS RELEVANTES RELACIONADOS CON EL SECTOR ELÉCTRICO**

La **Directiva 2009/28/CE**, de 23 de abril, sobre fomento de las energías renovables consolida el principio de subsidiariedad de los EE.MM. para que puedan elegir sus sistemas de apoyo y promulga al mismo tiempo un sistema de garantía de origen que brinda una mayor transparencia al consumidor de electricidad. Asimismo, la Directiva

incorpora varios mecanismos de cooperación para facilitar el cumplimiento de los objetivos vinculantes asignados a cada una de los EE.MM. para el año 2020.

El objetivo global se ha distribuido entre los distintos EE.MM. teniendo en cuenta su consumo de renovables en 2005, el incremento necesario en el conjunto de la UE hasta 2020, y el potencial en recursos renovables y el PIB per cápita de cada país. **A España le corresponde un objetivo del 20% en términos de energía final<sup>48</sup>**, que se traduce en **aproximadamente un 40%-45% del consumo de electricidad**. La Directiva establece la necesidad de definir una trayectoria a lo largo del periodo, con objetivos bienales indicativos, para monitorizar el cumplimiento. Además, el segundo gran objetivo contenido en la Directiva –la cobertura de un 10% de la energía consumida en el transporte en cada país a partir de fuentes renovables– incluye también los medios de transporte impulsados por energía eléctrica.

#### **2.1.1.1 REVISIÓN DE LA REGULACIÓN DEL ACCESO Y CONEXIÓN DEL RÉGIMEN ESPECIAL**

El **artículo 16 de la Directiva** establece la prioridad de acceso a la red y de despacho a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables, cuyo aprovechamiento es identificado como uno de los vectores para el desarrollo y operación de las redes de transporte y distribución, incluidas las conexiones internacionales.

**La regulación española reconoce la prioridad de evacuación del régimen especial<sup>49</sup>**, pero no la reserva de capacidad de las instalaciones existentes (renovables

---

<sup>48</sup> La energía final es la consumida en los procesos que utilizan energía para obtener un servicio o un bien específico de uso final. Así, por ejemplo, la energía eléctrica consumida en una bombilla para dar luz es energía final, pero la energía empleada para generar esa electricidad no es energía final, sino energía primaria. La energía final, así como la energía primaria, puede definirse de forma que incluya o no la energía consumida en usos no energéticos, como la utilización del petróleo para fabricar plásticos o del asfalto para construir carreteras.

<sup>49</sup> Artículo 17 e) y Anexo XI, punto 3, del Real Decreto 661/2007: “Siempre que se salvaguarden las condiciones de seguridad y calidad de suministro para el sistema eléctrico, y con las limitaciones que, de acuerdo a la normativa vigente se establezcan por el operador del sistema o en su caso por el gestor de la red distribución, los generadores de régimen especial tendrán prioridad para la evacuación de la energía producida frente a los generadores de régimen ordinario, con particular preferencia para la generación de régimen especial no gestionable a partir de fuentes renovables. (...)”

y no renovables); toda solicitud de acceso de nueva potencia de generación debe ser aceptada si existe capacidad adicional (por pequeña que sea); la precedencia temporal no implica preferencia de acceso. Ahora bien, dada la actual saturación de las redes de transporte y distribución, el mantenimiento de la regulación vigente conduciría previsiblemente a la sobre-instalación en determinados nudos o zonas del sistema, abocados a sufrir restricciones crónicas<sup>50</sup>, con el consiguiente vertido de energía fluyente.

Esta Comisión ha recomendado que las limitaciones al acceso de las nuevas instalaciones de régimen especial se resuelvan considerando la producción de las instalaciones de éste régimen ya conectado o con punto de conexión firme, en aras de mantener la seguridad en la operación del sistema y, al mismo tiempo, minimizar las restricciones de red sin afectar las expectativas de recuperación de la inversión de las instalaciones en explotación y, por ende, la consecución de los ambiciosos objetivos de planificación en materia de energías renovables.

La aplicación eficaz del anterior criterio de precedencia exige que los gestores de las redes desarrollen éstas conforme a una planificación pública y transparente que les vincule, y que dicha planificación sea revisada en intervalos predecibles para dar cabida a la nueva generación.

Estos son algunos de los principios fundamentales recogidos en la propuesta de Real Decreto de acceso y conexión a la red eléctrica de instalaciones de producción de energía eléctrica de régimen especial elaborada por esta Comisión<sup>51</sup>.

Por otra parte, el **artículo 13.1 de la Directiva** insta a los EE.MM a racionalizar y **acelerar en lo posible los procedimientos administrativos de autorización y concesión de licencias vinculados a estas instalaciones**, velando por su

---

<sup>50</sup> Según el artículo 16.2 c) de la Directiva 2009/28/CE: "(...) Los Estados miembros velarán porque se adopten las medidas operativas oportunas en relación con la red y el mercado, con objeto de minimizar las restricciones de la electricidad producida por fuentes de energía renovables. (...)"

<sup>51</sup> Aprobada por el Consejo de Administración con fecha 22 de abril de 2009.

proporcionalidad. La misma propuesta arriba citada incluye también un procedimiento simplificado de conexión e inscripción de instalaciones de potencia no superior a 100 kVA, ya sea a la red de distribución, o a la red interior de un titular (productor o consumidor).

#### **2.1.1.2 SISTEMAS DE APOYO CONJUNTO. SU POSIBLE EXTENSIÓN A NIVEL REGIONAL. TRANSFERENCIAS ESTADÍSTICAS ENTRE ESTADOS MIEMBROS**

La Directiva ofrece **varios instrumentos para favorecer el cumplimiento solidario de los objetivos nacionales individuales**, como las **transferencias estadísticas** entre EE.MM. (artículo 6) y el desarrollo (o ampliación) de **proyectos conjuntos**, tanto entre EE.MM. (artículos 7 y 8), como en **colaboración con terceros países**<sup>52</sup> (artículos 9 y 10). Se contempla además la posibilidad de que dos o más EE.MM. reúnan o **coordinen sus sistemas de apoyo nacionales** (artículo 11) -por ejemplo, mediante un esquema de incentivos comunes-, de modo que parte de la cantidad producida en uno sea contabilizada a otro, ya sea aplicando una transferencia o una regla de distribución previamente acordada y debidamente notificada a la Comisión.

**En el ámbito de nuestro entorno ibérico y del sudoeste de Europa**, Portugal ocupa una posición de partida comparativamente favorable en cuanto al cumplimiento de su objetivo nacional en el horizonte 2020: un 31%, frente a su 21% de referencia en 2005; España y Francia deberán por su parte más que doblar sus valores de referencia de 2005, pasando del 9% al 20%, y del 10% al 23%, respectivamente.

Por otro lado, la expectativa de cumplimiento satisfactorio en España ha mejorado debido a la actual coyuntura de contracción de la demanda, unida a la consolidación de la contribución de las energías renovables al *mix* de producción.

---

<sup>52</sup> El mecanismo de proyectos conjuntos será aplicable a proyectos en terceros países si la energía es consumida en la Unión. Si no existe interconexión suficiente, pero se prevé la construcción de una antes de 2022 (la construcción debería comenzar antes de 2016) también puede contabilizarse aunque se consuma fuera de la Unión.

En definitiva, si bien no es claro aún si en 2020 el sistema español será excedentario o deficitario en producción basada en fuentes renovables, sí son evidentes los beneficios derivados de aprovechar la flexibilidad que otorgan los mecanismos de cooperación.

**En particular, la CNE valora muy positivamente trabajar con Portugal en el diseño de un sistema de apoyo conjunto a las renovables;** partiendo de la premisa de la conveniencia (en España, ya una realidad) de la plena incorporación del régimen especial al mercado –a un mismo mercado–, parece obvio que compartir un esquema de incentivos minimiza posibles distorsiones, contribuye a nivelar el terreno de juego y ofrece además una alternativa adicional para el cumplimiento de los respectivos objetivos nacionales. Esta tarea podía articularse como una extensión natural de los trabajos de armonización regulatoria en curso.

**En el entorno mediterráneo (y en general con terceros países),** España ocupa una **posición geopolítica fundamental** en los futuros tránsitos de energía generada a partir de fuentes renovables de energía (fundamentalmente solar, ya sea fotovoltaica o, especialmente, termoeléctrica) desde el Magreb hacia Europa, tecnologías en cuyo desarrollo nuestro país ocupa una posición puntera.

El desarrollo de proyectos de energías renovables en terceros países, reviste una importancia estratégica extraordinaria para España, pues no sólo le permite (1) alcanzar más holgadamente sus objetivos nacionales, sino que también, al ser usados por países como Alemania o Francia, permite a España (2) incrementar la capacidad de interconexión con Francia (y con el resto de la UE), lo que incrementa la seguridad de suministro, el mercado relevante de electricidad y la energía de respaldo para aumentar la penetración de renovables no gestionables en el sistema español.

### **2.1.1.3 OBLIGACIÓN DE ELABORAR UN NUEVO PLAN DE ACCIÓN**

El **artículo 4 de la Directiva** fija el **30 de junio de 2010 como fecha límite para remisión** por parte de los EE.MM. de un completo **plan de acción nacional** en materia de energía renovable que detalle, de acuerdo con un índice de contenidos preestablecido, las medidas que se proponen adoptar para la consecución de sus respectivos objetivos. **Antes de final de diciembre de 2009, cada E.M. debe notificar una estimación de adelanto o retraso respecto a la trayectoria indicativa**



**conducente a su objetivo.** El plan está sometido a revisiones bienales; dependiendo del cumplimiento de la trayectoria indicativa, la CE podrá requerir una revisión del plan de acción que incluya nuevas medidas con el objetivo de que el Estado miembro retome la senda de cumplimiento.

Los hitos señalados por el plan de acción guiarán la evolución futura de la generación a partir de fuentes de energía renovables, y sin duda exigirán la revisión y actualización de parte de la normativa vigente –y el desarrollo de otra nueva–. En primera instancia, es preciso: 1) adoptar un nuevo plan de fomento de energías renovables 2010-2020 y 2) diseñar un mecanismo de apoyo que permita cumplir los nuevos objetivos trazados. En este contexto, el próximo semestre, en coincidencia con la presidencia española de turno de la UE, es clave para extender, de forma objetiva, realista y transparente, contando con la participación de los múltiples agentes implicados, la concreción de los objetivos trazados y su materialización en términos de potencia instalada y energía generada.

En la última década, España ha logrado, en condiciones de operación segura del sistema, incorporar a un sistema eléctrico de baja hidraulicidad y prácticamente aislado, un gran volumen de energía renovable no gestionable de forma eficaz y eficiente, lo cual constituye una experiencia de éxito sin apenas precedentes, con repercusiones generales positivas también en el campo de la regulación. Este conocimiento debe ser puesto en valor

Estas lecciones deben servir de estímulo y advertencia para compatibilizar el ambicioso compromiso adquirido con una planificación técnicamente asumible objetivos de potencia instalada por tecnologías hasta el horizonte 2020. Este sector está además llamado a ser uno de los principales vectores de crecimiento que lidere la recuperación económica de España y de Europa.

## 2.1.2 ASPECTOS RELEVANTES RELACIONADOS CON EL SECTOR DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

Como se ha indicado, en cada Estado miembro, la cuota de energía procedente de fuentes renovables en todos los tipos de transporte en 2020 ha de ser como mínimo equivalente al 10% de su consumo final de energía en el transporte terrestre.

La **Directiva 2009/28/CE** dispone que los Estados miembros han de tomar medidas diseñadas con objeto de garantizar que la cuota de energía procedente de fuentes renovables sea igual o superior a la que figura en la trayectoria indicativa establecida en su anexo I, parte B, así como adoptar un plan nacional de energía renovable.

La Directiva incluye asimismo diversas **definiciones en relación con el objetivo de energías renovables en el transporte** como se desarrolla posteriormente.

La Directiva 2009/28/CE condiciona la posibilidad de **computar los biocarburantes para el cumplimiento de las obligaciones nacionales de introducción de fuentes renovables de energía en el transporte**, para el cumplimiento de los requisitos de la Directiva en relación con los objetivos nacionales y para optar a una ayuda financiera para el consumo de biocarburantes, a que se satisfagan determinados criterios de sostenibilidad medioambiental recogidos en los apartados 2 a 6 de su artículo 17, que, de forma resumida, consisten en lo siguiente:

- 1) La **reducción de emisiones de GEI derivada del uso de biocarburantes** será, como mínimo, del **35%, ampliable al 50% a partir del 1 de enero de 2017** y al **60% a partir del 1 de enero de 2018** para las instalaciones cuya producción comience a partir de 2017.

En el caso de biocarburantes producidos en instalaciones operativas el 23 de enero de 2008, se prevé un periodo transitorio de aplicación hasta el 1 de abril de 2013.

En la Directiva se incluye un sistema de cálculo de estos ahorros de emisiones, basado en el análisis comparativo del ciclo de vida de los biocarburantes y de los carburantes fósiles a los que sustituyen, que permite emplear, alternativamente, valores por defecto para cada cadena de biocarburantes, valores reales calculados conforme a la metodología aportada o una combinación de ambos<sup>53</sup>.

- 2) Los biocarburantes **no se producirán a partir de materias primas procedentes de tierras de elevado valor en cuanto a biodiversidad.**
- 3) Los biocarburantes **no se producirán a partir de materias primas procedentes de tierras con elevadas reservas de carbono.**

---

<sup>53</sup> De acuerdo con la Directiva, la reducción de las emisiones de GEI resultante del uso de biocarburantes y biolíquidos se debe calcular de la forma siguiente:

- a) Si en el anexo V, parte A o B, de la Directiva se establece un valor por defecto para la reducción de emisiones de GEI para el proceso de producción, y si el valor de las emisiones anualizadas de GEI procedentes de las modificaciones en las reservas de carbono causadas por cambios en el uso del suelo, para los biocarburantes, calculado de conformidad con el anexo V, parte C, punto 7, de la Directiva es igual o menor de cero, utilizando este valor por defecto;
- b) utilizando un valor real calculado de conformidad con la metodología establecida en el anexo V, parte C, de la Directiva o
- c) utilizando un valor calculado correspondiente a la suma de los factores de la fórmula contemplada en el anexo V, parte C, punto 1, de la Directiva cuando los valores por defecto desagregados del anexo V, partes D o E, de la Directiva, puedan utilizarse para algunos factores, y valores reales, calculados de conformidad con el método establecido en el anexo V, parte C, de la Directiva para todos los demás factores.

A más tardar el 31 de marzo de 2010, los Estados miembros han de presentar a la Comisión un informe que incluya una lista de las zonas de su territorio clasificadas en el nivel 2 en la nomenclatura común de unidades territoriales estadísticas (en adelante, "NUTS"), o en un nivel NUTS más desagregado de conformidad con el Reglamento (CE) nº 1059/2003, en las que cabe esperar que las emisiones típicas de GEI procedentes del cultivo de materias primas agrícolas sean inferiores o equivalentes a las emisiones notificadas en el título "Valores por defecto desagregados para el cultivo" del anexo V, parte D, de la Directiva.

Los valores por defecto del anexo V, parte A, de la Directiva para los biocarburantes, y los valores por defecto desagregados para el cultivo del anexo V, parte D, de la Directiva para los biocarburantes, se podrán utilizar únicamente si sus materias primas:

- a) se cultivan fuera de la Comunidad;
- b) se cultivan en la Comunidad en zonas que figuran en las listas antes mencionadas, o
- c) son desechos o residuos distintos de los residuos agrícolas, de la acuicultura y de la pesca.

En el caso de los biocarburantes no contemplados en las letras a), b) o c), se deberán utilizar los valores reales para el cultivo.

- 4) Los biocarburantes **no** provendrán de **materias primas extraídas de tierras que, a enero de 2008, fueran turberas**, a menos que se demuestre que el cultivo y la recolección no implica el drenaje de los suelos no drenados con anterioridad.
- 5) Las materias primas cultivadas en la Comunidad se obtendrán de **conformidad con los requisitos y normas previstos en la normativa comunitaria** de aplicación sobre buenas prácticas agrarias medioambientales.

En cuanto a las consecuencias que sobre la sostenibilidad social y la disponibilidad de productos alimenticios a un precio asequible, especialmente para las personas que viven en los países en desarrollo, se pudieran derivar de la política comunitaria de fomento de los biocarburantes, se prevé la elaboración de informes bienales por parte de la Comisión, el primero de ellos a presentar en 2012, en los que ésta podría proponer las medidas correctivas que considerara oportunas, en particular si existieran pruebas que demostraran que la producción de biocarburantes incide de forma considerable en el precio de los productos alimenticios. En dichos informes también se prevé abordar el respeto de los derechos del uso del suelo y declarar, para los terceros países y los Estados miembros que sean una fuente significativa de materia prima para los biocarburantes consumidos en la Comunidad, si el país ha ratificado y aplicado diversos convenios de la Organización Internacional del trabajo (OIT), entre otros.

De forma análoga, en cuanto a la cuestión de los efectos indirectos del cambio del uso del suelo, la Directiva ha diferido su regulación hasta conocer, en base al informe que la Comisión ha de presentar al efecto antes del 31 de diciembre de 2010, su impacto y las formas de minimizarlo en base a las pruebas científicas disponibles a esa fecha.

Para demostrar el cumplimiento de los criterios de sostenibilidad, la Directiva prevé, en principio, la utilización de un sistema de balance de masa<sup>54</sup>, si bien deja abierta la

---

<sup>54</sup> En base a este método, se permite mezclar las partidas de materias primas o biocarburantes con características diferentes de sostenibilidad, si bien se debe exigir la información relativa a las características de sostenibilidad ambiental y al volumen de cada partida, de modo que la suma de todas las partidas retiradas de la mezcla tengan las mismas características de sostenibilidad, en las mismas cantidades, que la suma de todas las partidas añadidas a la mezcla.

posibilidad de utilizar otros métodos de verificación que, como los de “*book and claim*”, no implican una asociación física de los criterios de sostenibilidad a partidas concretas de producto, todo ello a partir de las conclusiones que la Comisión Europea extraiga de los Informes que al efecto debe elaborar sobre el funcionamiento del sistema de balance de masa.

El sistema establecido en la Directiva 2009/28/CE, para la verificación del cumplimiento de sus criterios de sostenibilidad, contempla tres alternativas:

- a) Con carácter general, los Estados miembros deberán obligar a los agentes económicos a presentar, tanto si los biocarburantes son producidos en la Comunidad como si son importados, información fiable sujeta a auditoría independiente y a poner a disposición del Estado miembro que lo solicite los datos utilizados para elaborar la información. La auditoría debe verificar que los sistemas utilizados por los agentes económicos son exactos, fiables y protegidos contra el fraude y evaluará la frecuencia y la metodología de muestreo, así como la solidez de los datos. La lista de dicha información y el contenido mínimo de estos informes de auditoría será definido por la Comisión.
- b) Sin perjuicio de lo anterior, la Comunidad procurará celebrar con terceros países acuerdos bilaterales o multilaterales que contengan disposiciones sobre criterios de sostenibilidad y, en caso de que se acordara que estos acuerdos cumplen criterios adecuados de fiabilidad, transparencia y auditoría independiente, se exonera al agente de la necesidad de presentar el informe de auditoría.
- c) De igual modo, la Comisión podrá decidir que determinados regímenes nacionales o internacionales voluntarios sobre producción sostenible de la biomasa, contienen datos exactos que permiten cumplir los criterios de sostenibilidad de la Directiva que, de igual modo, si se entendiera que cumplen los mismos criterios de fiabilidad, transparencia y auditoría independiente, permitirían exonerar a los agentes económicos de la obligación de presentación de auditorías independientes.

De cara a demostrar el cumplimiento de la obligación de comercialización de biocarburantes, y el objetivo establecido para la utilización de la energía procedente de fuentes renovables en todas las formas de transporte, la Directiva establece que la contribución de los biocarburantes obtenidos a partir de desechos, residuos, materias celulósicas no alimentarias y material lignocelulósico se considerará que equivale al doble de la de otros biocarburantes.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 27 de la Directiva 2009/28/CE, es preciso efectuar la **transposición al ordenamiento jurídico español a más tardar el 5 de diciembre de 2010**, sin perjuicio de los artículos 4.1 y 4.2 de la Directiva, relativos a la elaboración y notificación a la Comisión de los planes de acción nacionales en materia de energía renovable por parte de los Estados miembros.

## **2.1.3 LA TRANSPOSICION AL CASO ESPAÑOL**

### **2.1.3.1 EN EL SECTOR ELÉCTRICO**

**En el sector eléctrico**, anteriormente se ha aludido a las cuestiones aún pendientes de sanción reglamentaria, como el plan de acción, y aquellas cuya revisión, si bien pueden considerarse ya traspuestas, supondría un elemento relevante de mejora sobre la transposición ya realizada, como es el caso de la revisión de la regulación del acceso y conexión del régimen especial, objeto de una propuesta de Real Decreto específica por parte de esta Comisión, (propuesta que incluye asimismo un procedimiento simplificado para el acceso y conexión de pequeñas instalaciones).

Debe tenerse asimismo presente que la **presente regulación española alcanza**, en cuanto al diseño de mecanismos de apoyo la generación a partir de renovable, **solamente hasta 2012-2013**, siendo así que, con carácter general, la fecha límite de transposición de la Directiva, salvo por lo que se refiere a los planes de acción, es el 25 de diciembre de 2009 (artículo 27).

Con todo, **se presenta a continuación una referencia normativa en relación con la trasposición de la Directiva 2009/28/CE en lo que atañe al sector eléctrico**; las disposiciones han sido ordenadas (1) de mayor a menor rango normativo y (2) de más reciente a más antigua fecha de disposición:

- Artículo 4 del **Real Decreto-Ley 6/2009**, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social; este artículo crea un Registro administrativo de preasignación de retribución para las instalaciones de producción de energía eléctrica, y establece que la inscripción en el mismo de los proyectos e instalaciones será condición necesaria para la percepción del régimen económico asociado a su condición de régimen especial.
- **Ley 54/1997**, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en la redacción dada por la Ley 17/2007.
- **Real Decreto 1578/2008**, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- **Real Decreto 222/2008**, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica, en la medida en que la retribución de la actividad contempla la aplicación de un Modelo de Red de Referencia capaz de considerar las instalaciones de generación distribuida.
- **Real Decreto 661/2007**, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- **Real Decreto 616/2007**, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración

- **Real Decreto 1955/2000**, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- **Orden ITC 1522/2007**, de 24 de mayo, por la que se establece la regulación de la garantía de origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia.
- **Resolución de 19 de noviembre de 2009**, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 13 de noviembre de 2009, por el que se procede a la ordenación de los proyectos o instalaciones presentados al registro administrativo de preasignación de retribución para las instalaciones de producción de energía eléctrica, previsto en el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.
- El 26 de agosto de 2005 fue aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros<sup>55</sup> el actual **Plan de Fomento de las Energías Renovables** para el período **2005-2010**.
- **Circular 1/2009**, de 9 de julio de la Comisión Nacional de Energía, que regula la solicitud de información y los procedimientos para implantar el sistema de liquidación de las primas equivalentes, las primas, los incentivos y los complementos a las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- **Circular 1/2008**, de 7 de febrero, de la Comisión Nacional de Energía, de información al consumidor sobre el origen de la electricidad consumida y su impacto sobre el medio ambiente.
- **Circular 2/2007**, de 29 de noviembre, de la Comisión Nacional de Energía, que regula la puesta en marcha y gestión del sistema de garantía de origen de la

---

<sup>55</sup> Plan de Fomento de las Energías Renovables para el período 2005-2010. Agosto de 2005.



electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia

### **2.1.3.2 SOBRE LA ADAPTACIÓN TERMINOLÓGICA EN RELACIÓN CON EL MECANISMO DE FOMENTO DE BIOCARBURANTES**

A continuación se realizan diversos comentarios en cuanto a la **adaptación terminológica** que es preciso realizar en relación con el mecanismo de **fomento de biocarburantes para transponer la Directiva**.

#### *2.1.3.2.1 SOBRE LA DEFINICIÓN DE “BIOMASA”, “BIOCARBURANTE”, EL LISTADO DE BIOCARBURANTES Y LAS DEFINICIONES DETALLADAS DE LOS MISMOS, Y EL CONTENIDO ENERGÉTICO DE LOS COMBUSTIBLES*

La Directiva 2009/28/CE incluye una nueva definición de biomasa, reproduce la definición de “*biocarburante*” recogida de la Directiva 2003/30/CE, **no recoge la definición de “*otros combustibles renovables*”** que figuraba en dicha Directiva e incluye un **nuevo listado de biocarburantes** junto con sus definiciones detalladas en su anexo III que presentan algunas diferencias respecto a los que recogía la Directiva 2003/30/CE.

En el anexo III de la Directiva 2009/28/CE se recogen los **contenidos energéticos de los combustibles de transporte**, los cuales no figuraban en la Directiva 2003/30/CE, que únicamente incluía una definición genérica para este concepto. De acuerdo con la Directiva 2009/28/CE, todas las definiciones y listado de biocarburantes, así como la definición de “*contenido energético*” antes aludidos de la Directiva 2003/30/CE quedan suprimidos con efectos a partir del 1 de abril de 2010.

Por otra parte, al apartado 8 del artículo 18 de la Directiva 2009/28/CE hace alusión a la posibilidad de actuación de la Comisión por propia iniciativa, y a la facultad de un Estado miembro de realizar una solicitud a la Comisión, para que una fuente de

biocarburante o biolíquido pueda ser tenida en cuenta por parte de éste para evaluar el cumplimiento de los requisitos de la Directiva en relación con los objetivos nacionales, para evaluar el cumplimiento de las obligaciones de utilizar energías renovables y para determinar la posibilidad de optar a una ayuda financiera al consumo de biocarburantes y biolíquidos.

En relación con el objetivo para la energía procedente de fuentes renovables en todos los tipos de transporte que determina la Directiva 2009/28/CE, la trayectoria indicativa que aplica desde 2011 y las obligaciones de comercialización que se desearan establecer a partir de 2011, es preciso:

1. **Modificar la definición de biomasa** dispuesta en el apartado primero del artículo 2 de la Orden ITC/2877/2008 adecuándola a la establecida en la letra e) del artículo 2 de la Directiva 2009/28/CE.

La nueva definición de biomasa se diferencia de la anterior en que en la nueva se incluye una mención a la fracción biodegradable de los productos, desechos y residuos de origen biológico procedentes de la pesca y la acuicultura.

2. **Adaptar las definiciones de los siguientes biocarburantes** incluidos en la mencionada Orden: bioetanol, biodiesel, biogás, biometanol y aceite vegetal puro (letras a), b), c), d) y j) del apartado segundo de su artículo 2, respectivamente), a las establecidas en el anexo III de la Directiva 2009/28/CE.
3. **Recoger explícitamente el biobutanol y el aceite vegetal tratado con hidrógeno** en el apartado segundo del artículo 2 de la Orden ITC/2877/2008 con las definiciones correspondientes a estos biocarburantes que figuran en el anexo III de la Directiva 2009/28/CE, y adicionalmente, incluir en dicha Orden el **bio-TAEE** definido de acuerdo con la Directiva.

Igualmente, han de recogerse los valores de contenido energético de los combustibles de transporte establecidos en el anexo III de la Directiva 2009/28/CE, modificando

cuando sea necesario los valores incluidos en el anexo de la Orden ITC/2877/2008 y eliminando los eventuales problemas interpretativos que la actual redacción del anexo podría haber generado.

#### *2.1.3.2.2 SOBRE LA TERMINOLOGÍA ASOCIADA CON EL OBJETIVO DE ENERGÍA PROCEDENTE DE FUENTES RENOVABLES*

Es necesario **transponer la definición de “consumo final bruto de energía”** recogida en la letra f) del artículo 2 de la Directiva 2009/28/CE.

#### *2.1.3.2.3 SOBRE LA TERMINOLOGÍA RELATIVA AL ESQUEMA DE SOSTENIBILIDAD DE BIOCARBURANTES*

Es preciso **trasponer la definición de “valor real”, “valor típico” y “valor por defecto”** establecidas en las letras m), n) y o) del artículo 2 de la Directiva 2009/28/CE, respectivamente.

#### **2.1.3.3 SOBRE LA REDEFINICIÓN DEL OBJETIVO DE ENERGÍA PROCEDENTE DE FUENTES RENOVABLES EN EL TRANSPORTE PARA 2020**

Es necesario incorporar al ordenamiento español:

- El apartado segundo del artículo 3 de la Directiva 2009/28/CE en relación con la introducción de medidas por parte de los Estados miembros para garantizar que la **cuota de energía procedente de fuentes renovables sea igual o superior a la que figura en la trayectoria indicativa establecida en el anexo I, parte B de la Directiva 2009/28/CE.**

- La **trayectoria indicativa aplicable a partir de 2011** recogida en el anexo I, parte B de la Directiva 2009/28/CE.
  
- El objetivo para España (al igual que para cada Estado miembro), establecido en el apartado cuarto del artículo 3 de la Directiva 2009/28/CE, consistente en que *“la cuota de energía procedente de fuentes renovables en todos los tipos de transporte en 2020 sea como mínimo equivalente al 10% de su consumo final de energía en el transporte”*.
  - a) A los efectos del cálculo del denominador, es necesario modificar el artículo 4 de la **Orden ITC/2877/2008**, para incluir la energía utilizada en todo el transporte terrestre (transporte por carretera y ferroviario), a excepción del hidrógeno.
  
  - b) A los efectos del cálculo del numerador, es necesario modificar la citada Orden para **considerar todos los tipos de energía procedentes de fuentes renovables consumidas en todos los tipos de transporte** (aviación, marítima y terrestre).
  
  - c) Es preciso señalar que *“Para el cálculo de la contribución de la electricidad producida a partir de fuentes renovables y consumida en todos los tipos de vehículos eléctricos”* a los efectos del cálculo del numerador y del denominador, España podrá *“elegir utilizar bien la cuota media de electricidad procedente de fuentes renovables en la Comunidad o la cuota de electricidad procedente de fuentes de energía renovables en”* España *“medida dos años antes del año en cuestión. Además, para el cálculo de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y consumida por los vehículos eléctricos de carretera, este consumo se considerará dos veces y media el contenido en energía del insumo de electricidad procedente de fuentes de energía renovables”*, de acuerdo con lo establecido en la Directiva 2009/28/CE.

En este sentido, se ha de modificar congruentemente el apartado segundo del artículo 2 de la Orden ITC/2877/2008, con el fin de recoger los productos que sirven tanto para la definición del numerador como del denominador. Es preciso además incluir en el ordenamiento sectorial una definición de energía procedente de fuentes renovables para el transporte.

Como ya se ha señalado, España debe adoptar un plan nacional en materia de energía renovable, el cual deberá ser notificado a la Comisión a más tardar el 30 de junio de 2010, de acuerdo con lo dispuesto en los apartados primero y segundo del artículo 4 de la Directiva 2009/28/CE, respectivamente.

Adicionalmente, se han de transponer los párrafos segundo y tercero del apartado primero del artículo 5 de la Directiva 2009/28/CE indicando que el gas, la electricidad y el hidrógeno procedentes de fuentes de energía renovables solamente se contabilizarán una vez para el cálculo de la cuota de consumo final bruto de energía procedente de fuentes renovables y señalando asimismo que no se tendrán en cuenta los biocarburantes y biolíquidos que no cumplan los criterios de sostenibilidad establecidos en los apartados 2 a 6 del artículo 17, de la Directiva 2009/28/CE, respectivamente.

#### **2.1.3.4 SOBRE EL ESQUEMA DE SOSTENIBILIDAD DE BIOCARBURANTES**

Es necesario incluir en la **Orden ITC/2877/2008** el esquema de sostenibilidad de biocarburantes establecido en la Directiva 2009/28/CE, teniendo en cuenta al efecto la Comunicación que sobre este tema está elaborando la Comisión Europea. Actualmente, la mencionada Orden dispone en la letra e) del apartado tercero de su artículo 7 que para la certificación de biocarburantes será necesario haber acreditado la sostenibilidad de los mismos, una vez se haya transpuesto al ordenamiento jurídico español la normativa comunitaria correspondiente.

Es preciso asimismo que España elabore y presente a la Comisión Europea una lista de las **zonas de su territorio clasificadas en el nivel 2 en la nomenclatura NUTS** o

en un nivel NUTS más desagregado, de acuerdo con el Reglamento (CE) nº 1059/2003, acompañada de una descripción del método y de los datos utilizados para elaborar dicha lista. Será posible utilizar los valores por defecto del Anexo V, parte A y los valores por defecto desagregados para el cultivo del Anexo V, parte D para los biocarburantes, para las zonas de España incluidas en dicha lista (y para las zonas de otros países de la UE recogidas en las listas correspondientes), en que se cultiven las materias primas a partir de las cuales se obtengan los mismos.

Adicionalmente, se precisa **clarificar la forma de verificación del cálculo de las emisiones de GEI** evitadas cuando los agentes económicos utilicen sus propios métodos para el cálculo de los ahorros de emisiones reales de dichos gases.

Se ha de transponer además **el listado de información que habrán de presentar los diversos agentes económicos** en relación con el cumplimiento del esquema de sostenibilidad, así como el contenido mínimo de los informes de auditoría, los cuales deben ser determinados por la Comisión Europea.

Por otra parte, el esquema regulatorio sobre sostenibilidad podría incluir el listado de terceros países con los que la Comunidad Europea celebre acuerdos bilaterales o multilaterales que incluyan disposiciones sobre el esquema de sostenibilidad, así como la lista de regímenes nacionales o internacionales voluntarios que la Comisión Europea considere que demuestran el cumplimiento del esquema de sostenibilidad.

También es necesario determinar la **cadena de custodia** para los diferentes biocarburantes que computan de cara a la obligación de comercialización y definir el punto inicial y final de la misma en cada caso.

**En relación con el sistema de balance de masa**, se precisa definir los criterios en los que se basa, así como el sistema de contabilidad para los diversos agentes económicos de la cadena de custodia. El desarrollo normativo de la cadena de suministro debería venir guiado por los siguientes criterios:

- a) Promover prácticas de producción sostenible y recompensar adecuadamente a los diversos agentes a lo largo de la cadena
- b) Aportar una clara contabilidad y comunicación a lo largo de la cadena para asegurar la transparencia y fomentar confianza
- c) Permitir un nivel suficiente y apropiado de verificación y auditoría
- d) Minimizar la burocracia y consiguientemente minimizar los costes
- e) Asegurar la fungibilidad de los productos comercializados.

Toda la información deber ser puesta a disposición del suministrador final del biocombustible o de las mezclas de biocombustibles con combustibles fósiles para acreditar el cumplimiento de los requisitos de sostenibilidad.

Finalmente, se ha de transponer el apartado segundo del artículo 21 de la Directiva 2009/28/CE, según el cual para demostrar el cumplimiento de la obligación de comercialización de biocombustibles, y el objetivo establecido para la utilización de la energía procedente de fuentes renovables en todas las formas de transporte, la **contribución de los biocombustibles obtenidos a partir de desechos, residuos, materias celulósicas no alimentarias y material lignocelulósico se considerará que equivale al doble de la de otros biocombustibles.**

## ***2.2 ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE DIÓXIDO DE CARBONO***

### **2.2.1 ASPECTOS RELEVANTES**

La captura y el almacenamiento geológico de carbono es una tecnología que contribuirá a mitigar el cambio climático. Consiste en capturar el CO<sub>2</sub> emitido por las instalaciones industriales, transportarlo a un emplazamiento de almacenamiento e inyectarlo en una formación geológica subterránea adecuada con vista a su almacenamiento permanente.

De acuerdo con estimaciones preliminares realizadas en la evaluación de impacto de la propuesta de Directiva por la Comisión Europea, se podrían almacenar 7 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> de aquí a 2020 y hasta 160 millones de toneladas de aquí a 2030, si se logra una reducción del 20% de las emisiones de GEI hasta 2020 y si la tecnología de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> obtiene apoyo privado, nacional y comunitario y resulta ser una tecnología segura desde la perspectiva ambiental. La emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas en 2030 podrían representar alrededor del 15% de las reducciones exigidas en la Unión Europea.

**La Directiva 2009/31/CE establece el marco jurídico para el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>**, en condiciones seguras para el medio ambiente, para contribuir a la lucha contra el cambio climático.

La Directiva incluye disposiciones en relación con el derecho de España a decidir las zonas en las que podrán situarse los **emplazamientos** de almacenamiento, y con la concesión de **permisos de exploración y de permisos de almacenamiento**. Además, hace referencia a las **obligaciones** relativas a **la explotación, al cierre y al periodo posterior** al cierre de los almacenamientos de CO<sub>2</sub>, de forma que el titular del permiso tiene la obligación de llevar a cabo el seguimiento de las instalaciones de inyección y del complejo de almacenamiento en base a un plan elaborado por él mismo y aprobado por la autoridad competente del Estado miembro, la cual debe poner en práctica un sistema de inspecciones de los complejos de almacenamiento. Se establecen las **medidas correctoras** a aplicar por el titular y la autoridad competente en **caso de fugas o irregularidades significativas** y las diferentes obligaciones en relación con el cierre y el periodo posterior al mismo que corresponden a aquéllos según el emplazamiento se cierre en distintas circunstancias: cuando se hayan cumplido las condiciones estipuladas en el permiso, o a petición documentada del titular (cuando se haya recibido la autorización correspondiente de la autoridad competente); o en el caso de que así lo decida la autoridad competente cuando se haya retirado un permiso de almacenamiento. Se aborda asimismo la cuestión de la transferencia de responsabilidad.



De acuerdo con la Directiva 2009/31/CE, los Estados miembros adoptarán las medidas necesarias para **garantizar el acceso de los usuarios potenciales** a las redes de transporte y a los emplazamientos de almacenamiento con fines de almacenamiento geológico del CO<sub>2</sub> producido y capturado, **en la forma transparente y no discriminatoria** que determine el Estado miembro, incluyéndose en la Directiva determinados criterios al respecto.

Se recogen adicionalmente **disposiciones relativas a los Registros** y se hace referencia a la garantía financiera o medida equivalente que el titular potencial de un permiso de almacenamiento deberá constituir y que será efectiva antes de que comience la inyección. Se dispone asimismo que los Estados miembros establecerán un régimen de sanciones, que deberán ser eficaces proporcionales y disuasorias.

Mediante la Directiva 2009/31/CE se modifican la Directiva 85/337/CEE del Consejo y las Directivas 2001/80/CE, 2004/35/CE y 2008/1/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, entre otra legislación, cuyo impacto en la normativa energética y medioambiental española se expone en el apartado 2.2.5.

**La captura y almacenamiento de carbono no se ha demostrado aún a gran escala ni es comercialmente viable, siendo éstos los principales retos que presenta en la actualidad.**

En el marco del Programa **Energético Europeo para la Recuperación (PEER)**<sup>56</sup>, el 9 de diciembre de 2009 se ha asignado un total de 1,05 miles de millones de euros a 6 proyectos de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>, entre los cuales se encuentra el

---

<sup>56</sup> Este programa, destinado al desarrollo de proyectos comunitarios en el ámbito de la energía que contribuyan mediante un impulso financiero a la recuperación económica, a la seguridad del abastecimiento energético y a la reducción de emisiones de GEI, se creó mediante el Reglamento (CE) nº 663/2009 de 13 de julio de 2009 por el que se establece un programa de ayuda a la recuperación económica mediante la concesión de asistencia financiera comunitaria a proyectos en el ámbito de la energía. A su vez el mencionado programa se deriva del Plan Europeo para la Recuperación Económica presentado por la Comisión el 26 de noviembre de 2008 (COM(2008)800).

proyecto de Compostilla de ENDESA Generación S.A. al que ha correspondido un presupuesto de 180 millones de euros<sup>57</sup>.

**En relación con el sector del petróleo**, la Agencia Internacional de la Energía<sup>58</sup> señala que los proyectos de demostración deberían expandirse a partir de las actividades existentes de recuperación mejorada de crudo mediante inyección de CO<sub>2</sub> (“CO<sub>2</sub>-Enhanced Oil Recovery” (EOR)), ya que pueden generar beneficios suficientes para cubrir los costes. Se estima que se pueden recuperar más de 200 miles de millones de barriles de crudo adicionales utilizando la técnica de EOR, lo que permitirá un almacenamiento potencial de entre 70 y 100 Gigatoneladas de CO<sub>2</sub> a costes reducidos o incluso negativos. Sin embargo, en opinión de la AIE la ventana de oportunidad para la aplicación de esta técnica en la mayor parte de los campos de crudo está disminuyendo y los sectores petrolero y gasista deberían colaborar para maximizar estas oportunidades. El desarrollo de la recuperación mejorada de crudo mediante inyección de CO<sub>2</sub> puede asimismo impulsar la construcción de la infraestructura de transporte necesaria para el desarrollo de la técnica de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> en algunas regiones.

Por otra parte, cabe indicar que, hasta la fecha, el desarrollo de proyectos de demostración de instalaciones de captura y almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> se ha centrado principalmente en grandes focos emisores que expulsan los gases residuales por una única chimenea para alcanzar economías de escala.

Para llevar a cabo un proyecto de captura y almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> es necesario que exista una estructura de almacenamiento adecuada, siendo las más prometedoras los campos de hidrocarburos depletados y los acuíferos salinos.

---

<sup>57</sup> Se trata de un proyecto de demostración de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> utilizando las tecnologías de oxidación y lecho fluido de generación en una planta piloto de 30 MW que se prevé ampliar a una planta de demostración de 320 MW para el 31 de diciembre de 2015, realizándose el almacenamiento en un acuífero salino.

<sup>58</sup> “Captura y Almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Una opción clave para la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>”, Agencia Internacional de la Energía, 2008

CONCAWE<sup>59</sup> indica que la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> aún tiene un coste elevado, ya que requiere la utilización de hasta un 40% de energía adicional para la captura, la separación y, en su caso, el tratamiento del CO<sub>2</sub>, su transporte y el almacenamiento a largo plazo en condiciones seguras. La captura es el proceso más costoso y será significativamente menos intensivo en energía y menos oneroso en las instalaciones en que existen corrientes concentradas de CO<sub>2</sub>. Es por ello que en principio se está considerando especialmente la aplicación de tecnologías de oxidación o gasificación seguida de producción de hidrógeno a centrales térmicas, caracterizadas por corrientes altamente concentradas de CO<sub>2</sub> con facilidad de captura.

Por otra parte, en las refinerías sólo una pequeña parte del CO<sub>2</sub> se emite de forma concentrada, esencialmente procedente de las plantas de hidrógeno más antiguas. Las plantas de hidrógeno modernas utilizan una tecnología de absorción que produce una mezcla de gases que se utiliza como combustible adicional. El CO<sub>2</sub> se emite de forma diluída en los gases residuales, procedente de un elevado número de quemadores y calderas de forma que cada una de estas múltiples fuentes emisoras plantea un reto de cara a su captura. En concreto la técnica de la oxidación prácticamente no ha sido explorada para su aplicación en refinerías.

Cabe indicar que en principio es probable que las infraestructuras de transporte se desarrollen principalmente en torno a grandes instalaciones emisoras como las centrales térmicas, lo que posibilitará que los focos emisores más pequeños las utilicen a un coste probablemente moderado.

## **2.2.2 PERMISOS DE EXPLORACIÓN Y PERMISOS DE ALMACENAMIENTO**

### **2.2.2.1 SOBRE LOS PERMISOS DE EXPLORACIÓN**

---

<sup>59</sup> "Impacto de la evolución de la calidad de los productos y de la demanda en las refinerías de la UE en el horizonte de 2020. Opciones de mitigación y tendencias de emisiones de CO<sub>2</sub>", CONCAWE, Diciembre de 2008.

La Directiva 2009/31/CE dispone en su artículo 5 que los procedimientos de concesión de los permisos de exploración deberán estar abiertos a todas las entidades que posean las capacidades necesarias, existiendo la necesidad de establecer y publicar los procedimientos objetivos y no discriminatorios en base a los cuales se deberán conceder dichos permisos, por parte del Estado miembro. Los permisos de exploración se concederán para un volumen limitado.

De acuerdo con dicho artículo, los Estados miembros deberán garantizar que no se permitan usos conflictivos en los emplazamientos durante el periodo de validez del permiso de exploración.

#### **2.2.2.2 SOBRE LOS PERMISOS DE ALMACENAMIENTO**

El artículo 6 de la Directiva 2009/31/CE dispone que los Estados miembros garantizarán que ningún emplazamiento de almacenamiento funcione sin el permiso correspondiente y que no se permitan en los emplazamientos de almacenamiento usos conflictivos.

Según dicho artículo, los procedimientos de concesión de los permisos de almacenamiento deberán estar abiertos a todas las entidades que posean las capacidades necesarias, siendo preciso que cada Estado miembro establezca y publique los procedimientos objetivos y transparentes en base a los cuales se deberán conceder dichos permisos.

El artículo 7 de la Directiva hace referencia a la información mínima que deberán incluir las solicitudes de permisos de almacenamiento presentadas a la autoridad competente y su artículo 8 recoge las condiciones que se deberán cumplir para que la autoridad competente expida un permiso de este tipo<sup>60</sup>.

---

<sup>60</sup> Dichas condiciones son las siguientes:

- 1) que la autoridad competente, sobre la base de la solicitud presentada y de cualquier otra información pertinente, haya comprobado:

Por su parte, el artículo 9 de la Directiva 2009/31/CE recoge el contenido mínimo de los permisos de almacenamiento<sup>61</sup>.

El artículo 11 de la Directiva 2009/31/CE se refiere a las modificaciones de los permisos de almacenamiento y a las circunstancias en las cuales la autoridad competente examinará, actualizará o retirará dichos permisos.

- 
- a) el cumplimiento de todos los requisitos pertinentes de esta Directiva y de otras disposiciones pertinentes de la legislación comunitaria;
  - b) que el titular es financieramente solvente y competente y fiable técnicamente para explotar y controlar el emplazamiento, y que se facilita al titular y a todo su personal la formación y la preparación profesional y técnica adecuada;
  - c) que, en caso de que haya más de un emplazamiento de almacenamiento en la misma unidad hidráulica, las interacciones de presión potenciales son de tal índole que ambos emplazamientos pueden cumplir simultáneamente los requisitos de esta Directiva;
- 2) que la autoridad competente haya tenido en cuenta los dictámenes no vinculantes que la Comisión emita tras facilitarle España las solicitudes de permisos e informarle de todos los proyectos de permisos de almacenamiento que haya tenido en cuenta para la adopción del proyecto de decisión de acuerdo con el artículo 10 de la Directiva.

<sup>61</sup> Dicho contenido en forma resumida es el siguiente:

- 1) el nombre y dirección del titular;
- 2) la localización y delimitación precisas del emplazamiento y del complejo de almacenamiento así como información sobre la unidad hidráulica;
- 3) los requisitos de la explotación del almacenamiento, la cantidad total de CO<sub>2</sub> autorizado para su almacenamiento geológico, los límites de presión del depósito y los índices y presiones de inyección máximos;
- 4) los requisitos relativos a la composición del flujo de CO<sub>2</sub> y el procedimiento de aceptación de flujos de CO<sub>2</sub> y, en su caso, otros requisitos para evitar irregularidades significativas;
- 5) el plan de seguimiento aprobado, la obligación de aplicarlo y los requisitos de actualización y notificación del mismo;
- 6) la obligación de informar a la autoridad competente en caso de detectarse fugas o irregularidades significativas, el plan de medidas correctoras aprobado y la obligación de aplicar dicho plan;
- 7) las condiciones de cierre y el plan provisional para el período posterior al cierre aprobado;
- 8) las disposiciones relativas a las modificaciones, la revisión, la actualización y la retirada del permiso de almacenamiento;
- 9) la obligación de establecer y mantener la garantía financiera.

### **2.2.3 COORDINACIÓN ENTRE REGISTROS**

El artículo 25 de la Directiva 2009/31/CE determina que en cada Estado miembro, la autoridad competente mantendrá un registro de los permisos de almacenamiento concedidos y un registro permanente de todos los emplazamientos de almacenamiento cerrados.

Por su parte, como se ha indicado los artículos 5 y 6 de la mencionada Directiva establecen que los Estados miembros deben garantizar que no se permiten usos conflictivos de los emplazamientos durante el periodo de validez del permiso de exploración y cuando se haya concedido el permiso de almacenamiento, respectivamente.

### **2.2.4 ACCESO DE TERCEROS**

El acceso a las redes de transporte de CO<sub>2</sub> desde su producción hasta los emplazamientos geológicos, así como a los emplazamientos de CO<sub>2</sub>, con independencia de la ubicación geográfica de los usuarios potenciales en la Unión Europea, podría condicionar la competitividad en el mercado interior de electricidad y de la energía, en función de los precios relativos del carbono y de la CAC. Por eso, la Directiva 2009/31/CE contempla el establecimiento, por parte de los Estados miembros, de mecanismos transparentes, no discriminatorios, justos y abiertos para garantizar el acceso de los usuarios potenciales a las redes de transporte y a los emplazamientos de almacenamiento.

Estos mecanismos deberán tener en cuenta la capacidad de transporte y almacenamiento disponible, la proporción de las obligaciones de los usuarios de reducción de CO<sub>2</sub>, las especificaciones técnicas del almacenamiento y del gas y la necesidad de respetar las necesidades e intereses razonables y justificadas del propietario de la red de transporte o del almacenamiento y de los demás usuarios. Será causa de denegación del acceso la falta de capacidad disponible.

Asimismo, los Estados miembros deberán establecer mecanismos de solución de conflictos relativos al acceso a las redes de transporte y a los emplazamientos de

almacenamiento. En caso de litigios transnacionales, serán de aplicación los procedimientos del país donde se encuentre la red de transporte o el emplazamiento de almacenamiento al que se haya denegado el acceso. En cualquier caso, deberá garantizarse una aplicación coherente de los principios que rigen la Directiva.

## **2.2.5 TRANSPOSICIÓN AL CASO ESPAÑOL**

El marco definido por la **Directiva 2009/31/CE** en relación con el almacenamiento de CO<sub>2</sub> deberá transponerse globalmente al ordenamiento jurídico español **a más tardar el 25 de junio de 2011**.

En este sentido, cabe indicar que del Anteproyecto de Ley de Economía Sostenible se deriva la previsión de realización de una Propuesta de Ley de Almacenamiento Geológico de CO<sub>2</sub> para el primer trimestre de 2010.

### **2.2.5.1 SOBRE LOS PERMISOS DE EXPLORACIÓN, LOS PERMISOS DE ALMACENAMIENTO, LA COORDINACIÓN ENTRE REGISTROS Y LOS USOS CONFLICTIVOS**

El **artículo 16 de la Ley 34/98**, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos establece que en el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, debe haber un Registro Público Especial, sin perjuicio de los posibles registros territoriales, en que ha de constar la identidad de los solicitantes de los permisos de investigación de hidrocarburos, el día de la presentación, el número de orden que haya correspondido a la solicitud y las demás circunstancias.

Se dispone que las Comunidades Autónomas tendrán la obligación de comunicar al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio la información relativa a los permisos de investigación solicitados a las Comunidades Autónomas y a los otorgados por éstas.

Tal como se ha indicado, el artículo 25 de la Directiva 2009/31/CE establece que en cada Estado miembro, la autoridad competente mantendrá un registro de los permisos

de almacenamiento concedidos y un registro permanente de todos los emplazamientos de almacenamiento cerrados.

Por su parte, como se ha mencionado, los artículos 5 y 6 de dicha Directiva determinan que los Estados miembros deben garantizar que no se permiten usos conflictivos de los emplazamientos durante el periodo de validez del permiso de exploración y cuando se haya concedido el permiso de almacenamiento, respectivamente.

El **artículo 23 de la Ley 34/98**, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos dispone en su apartado primero que podrán otorgarse permisos de investigación de hidrocarburos aun en los casos en que sobre la totalidad o parte de la misma área existan otros derechos mineros otorgados y establece en su apartado tercero que mediante desarrollo reglamentario se determinará el modo de resolver las incidencias que puedan presentarse por coincidir en un área permisos de investigación o concesiones de explotación de hidrocarburos y de otras sustancias minerales y demás recursos geológicos<sup>62</sup>.

Como se ha expuesto anteriormente, la Directiva 2009/31/CE exige el desarrollo de **procedimientos específicos para la concesión de permisos de exploración y de permisos de almacenamiento**, respectivamente, por parte de los Estados miembros.

---

<sup>62</sup> El artículo 23 de la mencionada Ley establece concretamente que:

“1. Podrán otorgarse permisos de investigación de hidrocarburos aun en los casos en que sobre la totalidad o parte de la misma área existan otros derechos mineros otorgados de acuerdo con la normativa que resulte aplicable.

2. El otorgamiento de permisos de investigación con arreglo a la presente Ley no impedirá la atribución sobre las mismas áreas de autorizaciones, permisos o concesiones relativos a otros yacimientos minerales y demás recursos geológicos.

3. Reglamentariamente se determinará el modo de resolver las incidencias que puedan presentarse por coincidir en un área permisos de investigación o concesiones de explotación de hidrocarburos y de otras sustancias minerales y demás recursos geológicos. En el caso de que las labores sean incompatibles, definitiva o temporalmente, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio o el órgano competente de la Comunidad Autónoma, si ambas actividades han de desarrollarse en su ámbito territorial, resolverá sobre la sustancia o recurso cuya explotación resulte de mayor interés. El titular a quien se le conceda la prioridad habrá de abonar a aquél a quien se le deniegue la indemnización que proceda por los perjuicios que se le ocasionen. Si la incompatibilidad fuere temporal, las labores suspendidas podrán reanudarse una vez desaparecida aquélla”.



Mediante estos procedimientos se deberá crear un registro de los permisos de almacenamiento concedidos y un registro permanente de todos los emplazamientos de almacenamiento cerrados.

Asimismo, se deberán instrumentar los mecanismos eficaces de comunicación de información y coordinación entre las distintas Administraciones competentes en el otorgamiento de permisos de investigación de hidrocarburos, concesiones de explotación de yacimientos y almacenamientos de hidrocarburos, y las administraciones que ostenten las competencias en materia de permisos de exploración y permisos de almacenamiento (de CO<sub>2</sub>), y en concreto, entre el Registro Público Especial que mantiene Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y los registros territoriales que mantienen las Comunidades Autónomas en relación con los permisos de investigación de hidrocarburos solicitados y otorgados, de acuerdo con el artículo 16 de la Ley 34/98, el registro de los permisos de almacenamiento concedidos y el registro permanente de los emplazamientos de almacenamiento cerrados que se deberán crear tal como dispone el artículo 25 de la Directiva 2009/31/CE.

Será preciso comprobar si las previsiones de desarrollo reglamentario del apartado tercero del artículo 23 son suficientes para asegurar los objetivos de la Directiva en relación con la evitación de los usos conflictivos. A este respecto procede recordar la ausencia de un desarrollo reglamentario específico del Título II de la Ley de Hidrocarburos, relativo a la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos. En cualquier caso, si la vía reglamentaria no fuera suficiente a estos efectos, sería necesaria la modificación del artículo 23 de la propia Ley de Hidrocarburos.

#### **2.2.5.2 SOBRE LAS MODIFICACIONES DE NORMAS EN MATERIA ENERGÉTICA Y AMBIENTAL**

Para transponer la Directiva 2009/31/CE será preciso efectuar al menos las siguientes modificaciones de normas en materia energética y medioambiental:

- Modificar el **Real Decreto Legislativo 1/2008**, de 11 de enero, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de Proyectos con el fin de incluir en su ámbito de aplicación la captura y el transporte de los flujos de CO<sub>2</sub> con fines de almacenamiento geológico, así como los emplazamientos de almacenamiento.
- Modificar el **Real Decreto 430/2004**, de 12 de marzo, por el que se establecen nuevas normas sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión, y se fijan ciertas condiciones para el control de las emisiones a la atmósfera de las refinerías de petróleo, con objeto de introducir la obligación de que todas las instalaciones de combustión de una potencia eléctrica nominal igual o superior a 300 MW a las que se haya concedido la primera licencia de construcción o la primera licencia de explotación tras la entrada en vigor de la Directiva 2009/31/CE, dispongan de suficiente espacio en los locales de la instalación para el equipo necesario para la captura y la compresión de CO<sub>2</sub>, si se dispone de emplazamientos de almacenamiento adecuados y si el transporte de CO<sub>2</sub> y la adaptación posterior con vistas a la captura de CO<sub>2</sub> son viables desde el punto de vista técnico y económico.
- Modificar la **Ley 26/2007**, de 23 de octubre, de responsabilidad medioambiental, con el fin de incluir en su ámbito de aplicación la explotación de los emplazamientos de almacenamiento en relación con la Directiva 2009/31/CE.
- Modificar la **Ley 16/2002**, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación, con objeto de incluir en su ámbito de aplicación la captura de flujos de CO<sub>2</sub> con fines de almacenamiento geológico, procedentes de instalaciones reguladas por dicha Ley.

### 2.2.5.3 UN PROYECTO DE DEMOSTRACION EN ESPAÑA

En marzo de 2009, el Consejo Europeo incluyó dentro del Plan de Recuperación Económica Europea (Recovery Plan) un conjunto de proyectos CAC (2 en Alemania, 3 en los Países Bajos, 1 en Polonia, 4 en Reino Unido y 1 en España), asignándoles a

cada uno de ellos 180 millones €. Una segunda categoría incluye 2 nuevos proyectos en Italia y Francia respectivamente, aunque la Comisión Europea sólo prevé financiar un proyecto por Estado miembro. Los principales criterios que deberán cumplir estos proyectos para optar a los fondos europeos son:

- Madurez, que implica una inversión sustancial antes de finales de 2010.
- Viabilidad del proyecto.
- Capacidad para capturar al menos el 85% del flujo de CO<sub>2</sub> en instalaciones industriales y de producción eléctrica.
- Tamaño mínimo de 250 MW.

En octubre de 2009, la Comisión Europea seleccionó 7 de los 13 proyectos presentados para beneficiarse de los fondos del plan de recuperación económica comunitario. Los proyectos seleccionados corresponden a España, Reino Unido, Alemania, Holanda, Polonia, Italia y Francia.

La participación de España en esta iniciativa es liderada por la Fundación Ciudad de la Energía (CIUDEN), un organismo de investigación creado por el Gobierno en mayo de 2006 para la investigación aplicada en CAC, en la que participan el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, el de Ciencia e Innovación y el de Medio Ambiente, en colaboración con Endesa. Es de destacar que CIUDEN es miembro fundador y forma parte del comité ejecutivo de la Asociación Española del CO<sub>2</sub> y del comité gestor de la Plataforma Tecnológica Española del CO<sub>2</sub>, y representa a España en el Executive Committee del programa de gases de efecto invernadero de la Agencia Internacional de la Energía.

Ambas entidades, Endesa y CIUDEN, se encuentran desarrollando una plataforma experimental de captura de CO<sub>2</sub> en el Bierzo (León), próxima a la central térmica de Compostilla, propiedad de Endesa. La plataforma no constituye un fin en sí misma, sino que es una herramienta necesaria para que la industria española esté en condiciones de hacer frente a una economía con reducidas emisiones de carbono. La siguiente

imagen muestra en rojo, la parcela donde se ubicará la planta de captura de CO<sub>2</sub>, al lado de la central térmica de Endesa, en El Bierzo (León).



Figura 3. Imagen del emplazamiento – El Bierzo (León)

El proyecto contempla el desarrollo de una instalación de captura de CO<sub>2</sub> y la adecuación de un emplazamiento para su almacenamiento geológico. La planta para la captura de CO<sub>2</sub>, en construcción desde octubre de 2008, prevé su puesta en operación en mayo de 2010. En ella se integrarán las siguientes tecnologías:

- Una caldera de carbón pulverizado, de 20 MW, operando en modo convencional (usando aire como comburente) o en modo de oxidación (en este caso el comburente es el oxígeno).
- Una caldera de lecho fluido circulante, de 15 MW en modo convencional y 30 MW en oxidación
- Tren de limpieza de gases, que eliminará óxidos de nitrógeno y azufre y partículas
- Tren de purificación y unidad de compresión/absorción para la captura del CO<sub>2</sub>.

La planta tiene una configuración flexible, modular y versátil, permitiendo operar bajo una amplia variedad de condiciones y con diferentes combustibles: carbones autóctonos europeos (antracitas, bituminosos y sub-bituminosos) o coque de petróleo.

El cronograma establecido para el desarrollo de las instalaciones de captura de CO<sub>2</sub> es el siguiente:

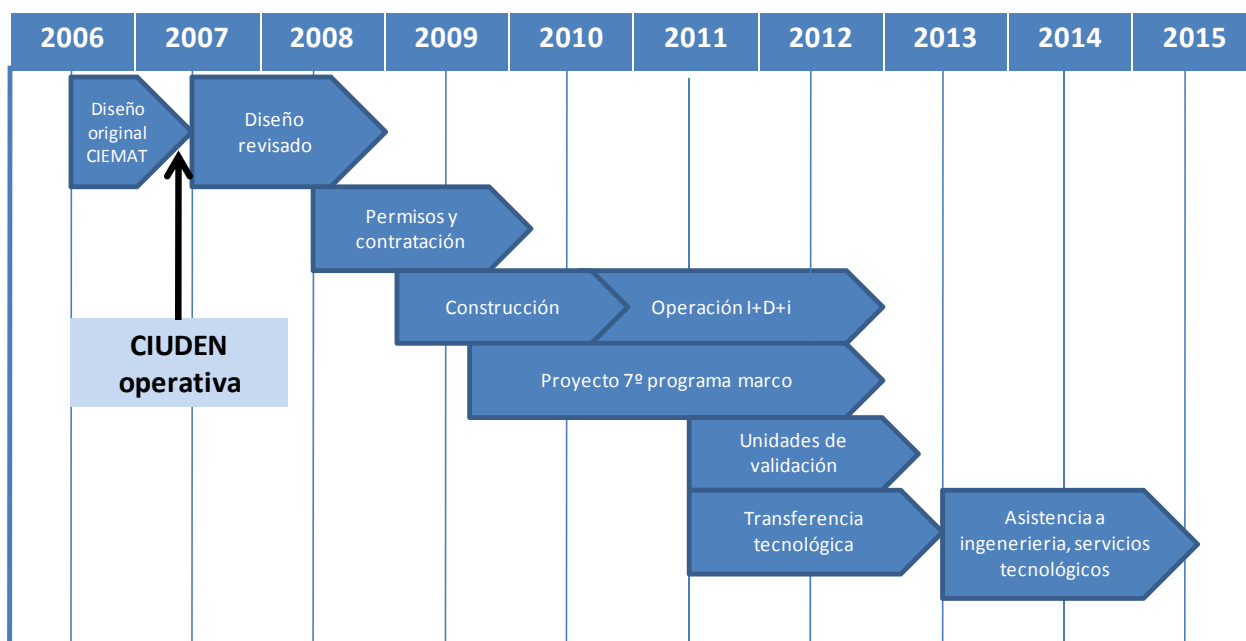


Figura 4. Cronograma definido para el desarrollo de la instalación de captura de CO<sub>2</sub>

No obstante, el objetivo inmediato y a corto plazo de CIUDEN consiste en desarrollar en España un conocimiento científico y tecnológico en almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en acuíferos salinos profundos. CIUDEN pretende así adquirir experiencia y optimizar todas las tareas implicadas en el ciclo de vida de un almacenamiento geológico industrial de CO<sub>2</sub>. Este objetivo se logrará mediante la construcción de una planta piloto para realizar I+D+i en almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>. La puesta en marcha de la instalación de almacenamiento se prevé la para mediados de mayo de 2013.

Para ello, durante los dos últimos años CIUDEN ha estado recopilando información sobre el subsuelo en estructuras geológicas para una adecuada caracterización del emplazamiento. A su vez, el CIEMAT ha llevado a cabo un estudio preliminar de 46 potenciales almacenamientos. Estos estudios han permitido reconocer emplazamientos específicos en la cuenca del Duero y la cuenca Vasco Cantábrica, debido a sus

favorables características geológicas. Estos emplazamientos cumplen los requisitos específicos establecidos por la Comisión Europea en relación con la profundidad y espesor del reservorio, espesor de la roca de sello, porosidad de la roca almacén y salinidad del agua.

CIUDEN está realizando de manera simultánea las funciones de selección y caracterización de los emplazamientos con la implementación de tecnologías de estudio de suelo profundo, aún no disponibles en España, que se aplicarán, ya con capacidades propias y a costes inferiores, durante la etapa de caracterización detallada de la planta piloto. Asimismo, CIUDEN ha identificado, en las cuencas del Duero y del Ebro y en zonas paleo-volcánicas de Cataluña y suroeste de Andalucía, depósitos naturales de CO<sub>2</sub>, que permiten recopilar información geológico-científica sobre el comportamiento, a corto y a largo plazo, de un almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>.

La siguiente figura detalla el cronograma previsto para el desarrollo de las instalaciones de transporte y almacenamiento de CO<sub>2</sub>:

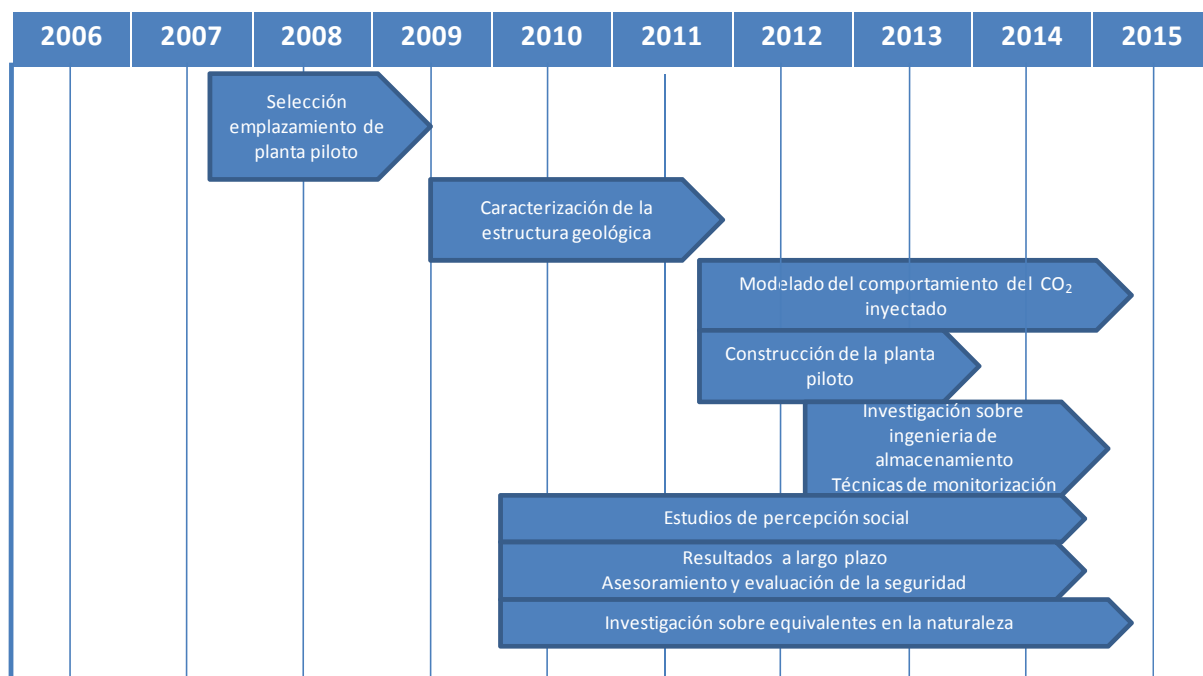


Figura 4. Cronograma definido para el desarrollo de la instalación de transporte y almacenamiento de CO<sub>2</sub>

El presupuesto para la construcción y operación de ambas instalaciones de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> se muestra en la tabla incluida a continuación. De esta

cantidad 84 mill. € corresponden a la planta experimental de captura del CO<sub>2</sub>. Figura 4. Presupuesto correspondiente al proyecto de captura, transporte y almacenamiento de CO<sub>2</sub> de El Bierzo (León).

| €                             | 2007             | 2008             | 2009              | 2010              | 2011              |
|-------------------------------|------------------|------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| <b>Inversión</b>              | 801.492          | 515.901          | 47.828.922        | 33.248.134        | 13.901.699        |
| <b>Ingeniería</b>             | 181.220          | 2.685.144        | 14.652.111        | 5.981.225         |                   |
| <b>Costes de personal</b>     | 195.297          | 269.864          | 1.443.180         | 2.743.225         | 3.289.476         |
| <b>Inst. de investigación</b> | 566.987          | 1.254.098        | 2.234.560         | 1.641.650         | 1.169.999         |
| <b>Consumibles</b>            |                  |                  |                   | 837.823           | 1.725.914         |
| <b>Gastos Generales</b>       | 218.045          | 301.690          | 320.457           | 371.076           | 418.410           |
| <b>TOTAL</b>                  | <b>1.963.041</b> | <b>5.026.697</b> | <b>66.479.230</b> | <b>44.823.133</b> | <b>20.505.498</b> |

Figura 5. Presupuesto – Instalaciones de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>

### **2.3 EMISIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO**

La **Directiva 2009/29/CE**<sup>63</sup> regula el Régimen Comunitario de Comercio de Derechos de Emisión (RCCDE) de Gases de Efecto Invernadero (GEI) a partir de 2013 para el control y limitación de las emisiones de CO<sub>2</sub>, lo cual incidirá en los generadores termoeléctricos que consumen combustibles fósiles.

El objetivo conjunto comunitario para la reducción de emisiones se cifra en un **21% para 2020, respecto a la referencia registrada en 2005 para los sectores concentrados.**

La Directiva desarrolla un mecanismo que fomenta la inversión tanto en tecnologías de reducción, aplicables a focos emisores (para cumplir los límites de emisión y, en su caso, vender los derechos excedentarios), como en tecnologías limpias a implantar en países en vías de desarrollo (cuya utilización puede ser convalidada en forma de derechos de emisión negociables en el mercado).

<sup>63</sup> Directiva 2009/29/CE, de 23 de abril, por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el Régimen Comunitario de Comercio de Derechos de Emisión de gases de efecto invernadero

La nueva Directiva modifica el RCCDE en las siguientes cuestiones esenciales:

- La **asignación de derechos de emisión se centraliza a nivel europeo, estableciéndose cuotas-objetivo vinculantes a nivel nacional**, y se realiza, con carácter general, **mediante subasta**.
- La **asignación gratuita solo** se contempla en **sectores productivos con riesgo de “fuga de carbono”** (es decir, en peligro de deslocalización fuera de la UE).  
Se contempla además la posibilidad de que una actividad intensiva en consumo de energía eléctrica experimente fugas de carbono a consecuencia del encarecimiento de la electricidad por la implantación del comercio de derechos de emisión. En estos casos, la asignación gratuita no eliminaría por sí solo el riesgo de deslocalización, por lo que se permite adoptar medidas compensatorias siempre y cuando (1) sean compatibles con la regulación aplicable a las ayudas de Estado, y (2) estén alineadas con las mejores prácticas industriales en cuanto a eficiencia energética y baja emisividad por unidad de producto fabricado.
- Por razones de eficiencia, **se permitirá a los EE.MM. excluir a las instalaciones de pequeño tamaño**<sup>64</sup> del régimen de comercio de derechos.
- La utilización de derechos provenientes del uso de mecanismos vinculados al desarrollo de proyectos, de acuerdo con el Protocolo de Kioto –es decir, **Aplicación Conjunta (AC) y Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL)**–, estará limitado, en cumplimiento del principio de complementariedad: su volumen total no podrá exceder el del 50% de las reducciones.
- **Se reserva un 5% del total**<sup>65</sup> **de derechos a “nuevos entrantes”**<sup>66</sup>, **del cual un 2% está destinado a la financiación de proyectos de demostración de**

---

<sup>64</sup> Se entiende por instalación de pequeño tamaño aquella cuyas emisiones hayan sido inferiores a las 25.000 tCO<sub>2</sub> en los últimos tres años y cuyo umbral de capacidad térmica sea inferior a 35 MW. El acogimiento a esta cláusula de exclusión deberá estar acompañado de la aplicación de medidas de reducción de emisiones en una cantidad equivalente y se mantendrá un sistema de seguimiento y notificación de emisiones.

<sup>65</sup> Aproximadamente unos 730 millones de derechos.



generación a partir de fuentes de energía renovables y captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Se contempla la posibilidad de subastar de forma excepcional hasta la cuarta parte de esta reserva como forma de mitigar una volatilidad excesiva<sup>67</sup> en el precio de los derechos de emisión.

A la fecha de redacción de este documento, están aún **pendientes de concreción un número no desdeñable de aspectos relevantes para la aplicación del nuevo RCCDE**, entre ellos: las reglas de asignación gratuita y el reglamento de subasta, el régimen de excepciones aplicable al sector eléctrico, la determinación de los sectores expuestos a sufrir fugas de carbono, la definición precisa de “nuevo entrante”, los reglamentos de notificación, seguimiento, acreditación y verificación de emisiones, las cuotas y restricciones adicionales para el acceso a MDL, los criterios para la selección de proyectos de demostración, las medidas a adoptar en caso de volatilidad excesiva del precio de los derechos, etc.

### **2.3.1 METODOLOGÍA DE ASIGNACIÓN DE DERECHOS PARA EL SECTOR ELÉCTRICO**

El **mecanismo de subasta** es, salvo casos extraordinarios<sup>68</sup>, la única forma de asignación posible para la actividad de generación eléctrica.

El sistema de subasta aún está pendiente de definición, por lo que se desconocen parámetros fundamentales del mismo, como por ejemplo su diseño general, quién llevará a cabo las subastas, el calendario, el tamaño de los lotes, etc. Únicamente se

---

<sup>66</sup> En principio, y a falta de futura concreción, se denomina nuevo entrante a las instalaciones de nueva creación, así como las ampliaciones de capacidad significativas de las ya existentes.

<sup>67</sup> Se interpreta que existe volatilidad excesiva cuando el precio del derecho de emisión se sitúa en los últimos 6 meses por encima del triple de lo registrado en los 2 años anteriores.

<sup>68</sup> Extraordinariamente, se establece un régimen transitorio de introducción progresiva (2013-2020) de las subastas cuando (1) las interconexiones sean inexistentes o tengan lugar a través de una única línea con capacidad inferior a los 400 MW, en 2007, o (2) más del 30% de la electricidad se genere a partir de un único combustible y el PIB per cápita no supere el 50% del promedio comunitario en 2006 – estas condiciones no se dan en España. La concesión del régimen transitorio quedaría sujeta en todo caso al establecimiento de un plan de diversificación energética y desarrollo de infraestructuras.

han establecido los plazos: el reglamento deberá ser aprobado antes de 30 de junio de 2010<sup>69</sup>; las primeras subastas tendrán lugar no más tarde de 2011.

El reparto entre los EE.MM. de la bolsa de derechos se estructura en tres bloques: (1) un 88% se distribuye entre todos los EE.MM. de forma proporcional a las emisiones nacionales de los sectores afectados; (2) un 10% adicional se reparte entre los EE.MM. que presentan una menor renta per cápita y una mayor coste de implantación, entre ellos Portugal y España; (3) el 2% restante se asigna a aquellos EE.MM. que se han comprometido a una mayor reducción de emisiones en el ámbito del protocolo de Kioto. (España no está entre estos últimos).

Además, se insta a los EE.MM. a destinar al menos la mitad de los ingresos obtenidos a la financiación de medidas contra el cambio climático: minoración de emisiones, fomento de fuentes de energía renovables, establecimiento de sumideros de carbono, captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>, etc. El Consejo Europeo ha formulado además una declaración política de compromiso para, en el marco de un futuro acuerdo internacional, dedicar parte de los ingresos a labores de mitigación y adaptación en países en desarrollo.

### **2.3.2 APLICACIÓN DEL RÉGIMEN COMUNITARIO DE COMERCIO DE LOS DERECHOS DE EMISIÓN DE GASES DE EFECTOS INVERNADERO AL SECTOR DE REFINO**

**El sector de refino ha participado** en el mercado comunitario de comercio de derechos de emisión **desde que este arrancó en 2005**. Mediante la Directiva 2009/29/CE, algunas reglas de este régimen diseñado mediante la Directiva 2003/87/CE se han modificado con objeto de lograr un mejor funcionamiento del mismo a partir de 2013, y el refino de petróleo habrá de cumplirlas y operar en este nuevo marco como el resto de sectores participantes. Algunas de los rasgos más importantes del mismo son los siguientes:

---

<sup>69</sup> La fecha límite para el establecimiento de las reglas de asignación gratuita es el 31 de diciembre de 2010; su aprobación se llevará a cabo también mediante comitología.

- **Se ampliará el sistema de forma que se incluyan nuevos GEI y sectores<sup>70</sup>.**
- La duración de los **periodos de comercio será de ocho años.**
- En el primer y segundo periodo de comercio, los Estados miembros, mediante los Planes Nacionales de Asignación, que estaban posteriormente sujetos a la aprobación por parte de la Comisión Europea, determinaban la cantidad total de emisiones a asignar y la cifra de derechos de emisión correspondiente a cada instalación. Este enfoque ha generado diferencias significativas en las reglas de asignación empleadas entre los Estados miembros para un mismo sector, creándose incentivos en ocasiones para que dichos Estados trataran de favorecer su propia industria. **Por ello a partir de 2013 desaparecerán los Planes Nacionales de Asignación y habrá un único techo de emisiones comunitario, de forma que los derechos se asignarán en base a reglas armonizadas.**

La cantidad de derechos de emisión para la Comunidad en su conjunto (techo comunitario) se determinará a partir de la media de la cantidad total anual de derechos de emisión expedidos por los Estados miembros de acuerdo con las decisiones de la Comisión sobre sus planes nacionales de asignación para el período 2008-2012. **Partiendo del punto medio del periodo, la cantidad de derechos que se expedirá cada año se habrá de reducir de forma lineal y anual en un 1,74%.**

- Se establecen disposiciones **en relación con la utilización de créditos de mecanismos basados en proyectos.**

---

<sup>70</sup> Entre éstos se encuentran las emisiones de CO<sub>2</sub> de la producción de negro de humo, incluida la carbonización de sustancias orgánicas como aceites, alquitranes y residuos de craqueo y destilación, cuando se explotan unidades de combustión con una potencia térmica nominal total superior a 20 MW, las emisiones de CO<sub>2</sub> de la fabricación de productos químicos orgánicos en bruto mediante craqueo, reformado, oxidación parcial o total, o mediante procesos similares, con una capacidad de producción superior a 100 toneladas por día, las emisiones de CO<sub>2</sub> de la producción de hidrógeno (H<sub>2</sub>) y gas de síntesis mediante reformado u oxidación parcial, con una capacidad de producción superior a 25 toneladas por día, las emisiones de CO<sub>2</sub> y de perfluorocarburos de la producción de aluminio, las emisiones de CO<sub>2</sub> de la producción de amoníaco, las emisiones de CO<sub>2</sub> y N<sub>2</sub>O de la producción de ácido nítrico, de ácido adípico, de ácido de glioxal y ácido glioxílico, así como la captura, el transporte y el almacenamiento geológico de GEI.

- Se prevé **una mayor armonización en lo que respecta al seguimiento y notificación de emisiones** y en lo relativo a la **verificación** de los informes de emisiones y la acreditación y **supervisión** de verificadores.
- Se **refuerzan las condiciones para la relación con otros regímenes** de comercio de derechos de emisión.
- Se establecen disposiciones relativas a la evaluación y aplicación de un **compromiso de reducción más estricto** por parte de la Unión Europea, que supere el 20% y que se aplicará tras la aprobación por la Comunidad de un acuerdo internacional que conduzca a una reducción de emisiones superior a la establecida en la Directiva, como se refleja en el compromiso del 30% aprobado por el Consejo Europeo de marzo de 2007.

### **2.3.3 CONCRECIÓN DE LA CUESTIÓN DE LA FUGA DE CARBONO EN EL SECTOR DE REFINO**

De acuerdo con la Directiva 2003/87/CE, en su redacción dada por la Directiva 2009/29/CE, la subasta debería de ser el principio básico para la asignación de derechos de emisión, pudiéndose asignar transitoriamente derechos de emisión de forma gratuita a determinados sectores y existiendo reglas particulares para los sectores o subsectores sujetos a un considerable riesgo de fuga de carbono.

Para abordar el riesgo de la fuga de carbono, la Directiva 2003/87/CE, en su redacción dada por la Directiva 2009/29/CE establece que en 2013 y en cada uno de los años posteriores hasta 2020, **las instalaciones de sectores o subsectores expuestos a un riesgo significativo de fuga de carbono recibirán derechos de emisión de forma gratuita** al 100% de la cantidad determinada de acuerdo con las medidas de desarrollo a escala comunitaria armonizadas para la asignación gratuita de derechos de emisión a las que se refiere la Directiva.

Así, los derechos gratuitos se asignarán en base a parámetros de referencia ex ante (“benchmarks”) a escala comunitaria, de forma que para cada sector y subsector, éstos se calcularán en principio en función del producto.

El punto de partida para el establecimiento de los parámetros de referencia ex ante, será el promedio de los resultados de las instalaciones que constituyan el 10% de las instalaciones más eficaces de un determinado sector o subsector en la Comunidad en 2007 y 2008.

Se establece que a más tardar el 31 de diciembre de 2009 y, a continuación, cada cinco años, la Comisión deberá determinar una lista de dichos sectores o subsectores sobre la base de ciertos criterios que recoge la Directiva.

La Directiva 2003/87/CE, en su redacción dada por la Directiva 2009/29/CE, dispone que a más tardar el 30 de junio de 2010, la Comisión, a la luz de los resultados de las negociaciones internacionales y de la medida que éstos desemboquen en reducciones de emisiones de GEI a escala mundial, presentará al Parlamento Europeo y al Consejo un informe analítico sobre la situación de sectores o subsectores con un elevado consumo energético y que se considere están expuestos a un fuerte riesgo de fuga de carbono. Este informe irá acompañado de propuestas, como por ejemplo la adaptación del porcentaje de derechos de emisión recibidos de forma gratuita por dichos sectores o subsectores, la inclusión en el régimen comunitario de importadores de productos fabricados por los mencionados sectores o subsectores, o la evaluación del impacto de las fugas de carbono en la seguridad energética de los Estados miembros.

De acuerdo con lo previsto en la Directiva, se ha aprobado la Decisión de la Comisión 2010/2/UE de 24 de diciembre de 2009 por la que se determina, de acuerdo con la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, una lista de sectores y subsectores que se considera que están expuestos a un riesgo significativo de fuga de carbono.

**Dicha lista incluye 164 sectores entre los que se encuentran la fabricación de productos refinados (“manufacture of refined petroleum products”) y la extracción de crudo y gas natural (“extraction of crude petroleum and natural gas”).**

Por otra parte, la Directiva establece que el 5% de la cantidad de derechos de emisión asignados a escala comunitaria para el periodo 2013-2020 se reservará para los nuevos entrantes y será el máximo que se les podrá asignar en base a las normas sobre parámetros de referencia ex ante comunitarios. Globalmente, el monto de la asignación gratuita, entre la que se encuentra la destinada a nuevos entrantes, se irá reduciendo gradualmente hasta 2020.

Adicionalmente, se dispone que hasta el 31 de diciembre de 2015 estarán disponibles hasta 300 millones de derechos de emisión de la reserva de nuevos entrantes para ayudar a fomentar la construcción y utilización de hasta 12 proyectos comerciales de demostración destinados a la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>. La asignación de los derechos dependerá de la cantidad verificada de emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas.

### **2.3.4 NORMAS DE COMPORTAMIENTO EN MATERIA DE EMISIONES DE LOS TURISMOS NUEVOS**

**El Reglamento (CE) nº 443/2009** establece requisitos de comportamiento en materia de **emisiones de CO<sub>2</sub> de los turismos nuevos** con objeto de garantizar el correcto funcionamiento del mercado interior y alcanzar el objetivo global de la Comunidad Europea según el cual las emisiones medias de CO<sub>2</sub> del parque de vehículos nuevos deben situarse en 120 g de CO<sub>2</sub>/km. Fija en 130 g de CO<sub>2</sub>/km el promedio de emisiones de CO<sub>2</sub> de los turismos nuevos, mediante el perfeccionamiento de la tecnología de los motores de los vehículos.

Establece **para el parque de vehículos nuevos** un objetivo, aplicable **a partir de 2020**, de unas emisiones medias de **95 g de CO<sub>2</sub>/km**.

Se completará con medidas adicionales para la reducción de 10 g de CO<sub>2</sub>/km, como parte del enfoque integrado de la Comunidad. De acuerdo con la Exposición de Motivos del Reglamento, dicha reducción se logrará mediante otras mejoras tecnológicas y una mayor utilización de los biocarburantes sostenibles.

Se dispone que a los efectos de determinar el cumplimiento por parte de los fabricantes del objetivo de emisiones específicas<sup>71</sup>, las emisiones específicas de CO<sub>2</sub>, de todos los vehículos diseñados para poder funcionar con un combustible mezcla de gasolina con un 85 % de etanol ("E85"), se reducirán hasta el 31 de diciembre de 2015 en un 5 % en reconocimiento de la mayor capacidad tecnológica y de reducción de emisiones del funcionamiento con biocombustibles. Esta reducción sólo se aplicará si al menos un 30 % de las estaciones de servicio del Estado miembro en el que esté matriculado el vehículo suministran este tipo de combustible alternativo que reúna los requisitos de sostenibilidad para los biocombustibles establecidos en la normativa comunitaria correspondiente.

Se establecen disposiciones en cuanto al seguimiento y notificación de las emisiones medias, que incluye cuál es la información relativa a cada nuevo turismo matriculado

---

<sup>71</sup> Se entiende por "emisiones medias específicas de CO<sub>2</sub>", en relación con un fabricante, la media de las emisiones específicas de CO<sub>2</sub> de todos los turismos nuevos que haya fabricado.

Se establece que respecto al año natural que empieza el 1 de enero de 2012 y cada uno de los años siguientes, cada fabricante de turismos garantizará que sus emisiones medias específicas de CO<sub>2</sub> no superan su objetivo de emisiones específicas determinado con arreglo al anexo I del Reglamento (CE) n° 443/2009 o, si se trata de un fabricante que disfruta de una excepción, con arreglo a esa excepción.

Para la determinación de las emisiones medias específicas de CO<sub>2</sub> de cada fabricante se utilizarán los siguientes porcentajes de turismos nuevos de cada fabricante matriculados en el año correspondiente: 65 % en 2012, 75 % en 2013, 80 % en 2014, 100 % de 2015 en adelante.

De acuerdo con el anexo I, el objetivo de emisiones específicas para un fabricante en un año natural se calculará como la media de las emisiones específicas de CO<sub>2</sub> de cada turismo nuevo del que sea fabricante y se haya matriculado en ese año natural.

Las emisiones específicas de CO<sub>2</sub> autorizadas a cada turismo nuevo, medidas en gramos por kilómetro, se determinarán aplicando una fórmula lineal que utiliza como parámetro la masa del vehículo.

en su territorio que deberán registrar cada año los Estados miembros y poner a disposición de los fabricantes y de sus importadores o representantes designados, así como cuál es la información que deberán transmitir los Estados miembros a la Comisión y las actuaciones de la Comisión.

Para cada año natural en que se aplique el precepto relativo al objetivo de emisiones específicas para vehículos que utilizan combustibles alternativos antes aludido, los Estados miembros deberán facilitar información a la Comisión sobre sus porcentajes de estaciones de servicio y sobre los criterios de sostenibilidad en relación con el combustible E85 a que se refiere dicha disposición.

Este Reglamento está orientado a la industria de fabricación de automóviles y por tanto en general está fuera del ámbito de las funciones de la CNE, siendo los únicos aspectos que competen a la CNE la aplicación de las denominadas “otras mejoras tecnológicas”, cuando éstas estén relacionadas con el uso de carburantes alternativos y el mayor nivel de utilización de los biocarburantes para lograr la reducción de 10 g CO<sub>2</sub>/Km que se establece en su objeto, así como las disposiciones relativas a la participación de combustibles alternativos (“E85”) en el cumplimiento de los objetivos de emisiones específicas.

El objetivo que, según la Directiva 2009/28/CE, ha de alcanzar cada Estado miembro, consistente en que la cuota de energía procedente de fuentes renovables en todos los tipos de transporte en 2020 sea como mínimo equivalente al 10% de su consumo final de energía en el transporte, y el mecanismo de fomento de uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte, puede dar un impulso para el cumplimiento de los objetivos de los fabricantes de automóviles según el Reglamento (CE) nº 443/2009, y por otra parte, las disposiciones relativas a biocarburantes y al objetivo de emisiones específicas para vehículos que utilizan combustibles alternativos (E-85) del mismo, pueden servir de apoyo para el logro de las metas de la Directiva 2009/28/CE.



En cuanto a la participación de los 10 g de CO<sub>2</sub>/km en el objetivo de emisiones del parque comunitario de vehículos nuevos, la CNE se remite a los comentarios realizados en los apartados 2.1.3 y 2.5.4 de este informe en relación con la Directiva 2009/28/CE y la Directiva 2009/30/CE, respectivamente.

Como se ha indicado, la reducción en un 5% de las emisiones específicas de CO<sub>2</sub> de los vehículos que puedan funcionar con E85, aplicable hasta el 31 de diciembre de 2015, se condiciona a que al menos un 30% de las estaciones de servicio del Estado miembro en el que esté matriculado el vehículo suministren dicho combustible alternativo, que habrá de cumplir los criterios de sostenibilidad.

En España existen alrededor de 30 Estaciones de servicio en las que se suministra E85, cifra que representa menos del 0,5% del total de aproximadamente 8.800 puntos de venta de carburantes a vehículos que había en nuestro país a finales de 2008, por lo tanto, se está todavía muy lejos del umbral determinado por el Reglamento.

Cabe recordar que el Real Decreto 774/2006 introdujo la posibilidad de realizar mezclas de biocarburantes con carburantes fósiles en estaciones de servicio e instalaciones de consumo final (apartado 22 de su artículo único). Posteriormente, el apartado segundo del artículo 17 de la Orden ITC/2877/2008 acotó las posibilidades de realización de mezclas al introducir la obligatoriedad de efectuar las mezclas con contenido en biocarburante inferior al 5% en volumen exclusivamente en fábricas o depósitos fiscales.

Por lo tanto, de acuerdo con la mencionada Orden, la mezcla de biocarburantes con carburantes fósiles para obtener E-85, por tratarse de un producto que requiere etiquetado específico, se podría realizar en principio, además de en fábricas o depósitos fiscales, en estaciones de servicio e instalaciones de consumo final.

Tal como indica el apartado primero de la Orden, siempre será imprescindible garantizar que las mezclas de biocarburantes con carburantes fósiles se realicen con

las condiciones técnicas adecuadas y empleando equipos que aseguran su calidad y homogeneidad, y permitan determinar su contenido en biocarburantes y el cumplimiento de las especificaciones.

Asimismo, convendría impulsar los trabajos de normalización a efectos de disponer de una especificación para el E-85, en cuyo desarrollo está trabajando el CEN en el marco de una Task Force dentro de su Grupo de Trabajo 21 (gasolinas de automoción).

El Reglamento (CE) nº 443/2009 entró en vigor a los tres días después de su publicación en el D.O.U.E. (que se realizó el 5 de junio de 2009), es decir, el 8 de junio de 2009 y es de aplicación inmediata.

### **2.3.5 LA TRANSPOSICION AL CASO ESPAÑOL**

En España, el Régimen Comunitario de Comercio de Derechos de Emisión (RCCDE) está regulado principalmente por la **Ley 1/2005** (que traspone la Directiva 2003/87/CE) y por los dos Planes Nacionales de Asignación (PNA) aprobados hasta el momento: **RD 1866/2004**, que aprueba el **PNA I**, correspondiente a los años 2005 a 2007, y **RD 1370/2006**, que aprueba el **PNA II**, que abarca el período 2008-2012.

La diferencia fundamental entre el primer y el segundo PNA consiste en la fuerte reducción experimentada por los derechos de emisión asignados, tanto globalmente como en el sector eléctrico; solo las instalaciones de cogeneración aumentaron su asignación en el segundo plan respecto al primero. Por otra parte, durante el primer periodo estaba prohibida la agrupación de instalaciones del sector eléctrico, mientras que en el segundo, no.

En cuanto a la metodología de asignación de derechos para el sector eléctrico, el PNA I se basaba en la proyección de las emisiones reales recogidas en el Inventario de Emisiones de GEI de 1990 a 2002. Por su parte, el PNA II se establece a partir de las emisiones previstas para el periodo 2008-2012, estimadas a partir de los balances energéticos incluidos en la “Revisión de la Planificación de los Sectores de Electricidad

y Gas para el periodo 2005-2011”. En la asignación por centrales, en el PNA I se contemplaban criterios geográficos y tecnológicos, junto con la mayor o menor participación en la cobertura de la demanda de 2005 a 2007, mientras que en el PNA II se consideran las producciones estimadas, así como un factor de ajuste en relación con el nivel de emisiones correspondiente a la mejor (la menos contaminante) tecnología disponible.

Más allá del ámbito estrictamente circunscrito a la producción de energía eléctrica, pero también directamente relacionado con el RCCDE, el 30 de junio se publicó en el BOE la Ley 5/2009, de 29 de junio, que incluye una disposición adicional, la segunda, que hace referencia a la revisión del régimen de comercio de emisiones, estableciendo obligaciones de notificación para los sectores que se van a incorporar al mismo partir de 2012. Esta disposición responde a la necesidad de transponer urgentemente (antes del 31 de diciembre de 2009) al ordenamiento jurídico nacional algunas disposiciones de dos directivas comunitarias de materia medioambiental: la propia Directiva 2009/29/CE y la Directiva 2008/101/CE<sup>72</sup>, vinculada al sector de la aviación. A la fecha de redacción de este documento, se encuentra sometido al trámite de alegaciones, por parte del Ministerio de Medio Ambiente, Medio Rural y Marino, el borrador de Real Decreto por el que se desarrollan las obligaciones de información establecidas en la Disposición adicional segunda de la Ley 5/2009<sup>73</sup>.

---

<sup>72</sup> Directiva 2008/101/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de noviembre de 2008, por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE con el fin de incluir las actividades de aviación en el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero

<sup>73</sup> Este borrador de Real Decreto desarrolla la Disposición adicional segunda de la Ley 5/2009, precisando las obligaciones de notificación que son de aplicación a los titulares de instalaciones fijas afectadas por dicha Ley. Se establecen las metodologías de estimación que deben utilizarse para determinar las emisiones, así como las acreditaciones que serán exigibles a los verificadores que certifiquen los datos presentados por los titulares de las instalaciones. Finalmente, se establece el contenido mínimo de la información que los afectados deberán remitir a los órganos competentes de las Comunidades Autónomas.

**Para transponer la Directiva 2009/29/CE al ordenamiento jurídico español es necesario modificar:**

- el **Real Decreto Ley 5/2004**, de 27 de agosto, por el que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero (convalidado mediante la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero) y
- el **Real Decreto 1031/2007**, de 20 de julio, por el que se desarrolla el marco de participación en los mecanismos de flexibilidad del Protocolo de Kioto,

adoptando disposiciones relativas a los aspectos indicados en los apartados 2.3.2 y 2.3.3, a más tardar **el 31 de diciembre de 2012**.

Cuando, de acuerdo con los artículos 14 y 15 de la Directiva 2003/87/CE, en su redacción dada por la Directiva 2009/29/CE, respectivamente, la Comisión adopte un Reglamento sobre el seguimiento y notificación de las emisiones, y un Reglamento para la verificación de los informes de emisiones y para la acreditación y supervisión de verificadores, lo cual está previsto que tenga lugar antes del 31 de diciembre de 2011, será preciso modificar adicionalmente:

- el **Real Decreto 1315/2005**, de 4 de noviembre, por el que se establecen las bases de los sistemas de seguimiento y verificación de emisiones de gases de efecto invernadero en las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero

Por otra parte, también es necesario tener en cuenta que, según la Directiva, **a más tardar el 31 de diciembre de 2009, deberían estar elaboradas:**

- las **disposiciones relacionadas** con las actuaciones que deberán realizar los titulares de las instalaciones y Estados miembros para que se consideren las

emisiones de las instalaciones que lleven a cabo actividades enumeradas en el **anexo I de la Directiva 2003/87/CE que estén incluidas en el régimen comunitario únicamente desde 2013** en la adaptación de la cantidad de derechos de emisión para la Comunidad en su conjunto;

- las **disposiciones relativas** a la publicación y presentación a la Comisión por parte de los Estados miembros de **la lista de instalaciones reguladas** por esta Directiva y de los **derechos de emisión que se asignen gratuitamente** a la instalación antes del 30 de septiembre de 2011 y
- las disposiciones relacionadas con la expedición **antes del 28 de febrero de cada año** por parte de las autoridades competentes de la **cantidad de derechos de emisión que deban asignarse cada año (gratuitos y subastados)**.

Por su parte, seguirán siendo de aplicación en toda su extensión hasta el 31 de diciembre de 2012, las disposiciones de:

- el **Real Decreto Ley 5/2004**, de 27 de agosto, convalidado mediante la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero y
- el **Real Decreto 1031/2007**, de 20 de julio, por el que se desarrolla el marco de participación en los mecanismos de flexibilidad del Protocolo de Kioto

**En relación con la concreción de la cuestión de la fuga de carbono en el sector de refino, cabe destacar lo siguiente:**

CONCAWE ha propuesto a la Comisión Europea una metodología CWT (“Complexity Weighted Tonne”) en relación con el “benchmarking” de las refinerías que es preciso realizar de cara a la asignación de derechos de emisión<sup>74</sup>.

La principal dificultad que existe a la hora de comparar refinerías consiste en que, aunque todas ellas procesan crudo para obtener un determinado rango de productos, cada una es diferente en términos de capacidad, número y tipo de unidades de proceso y crudo que procesan. La medida real de su desempeño en términos de emisiones es la eficiencia con la que realizan las diversas operaciones. Por tanto, para realizar un “benchmarking” de las refinerías es preciso utilizar un parámetro de actividad común que elimine las diferencias relativas a aquéllo que realiza la refinería, dejando únicamente la variabilidad asociada al comportamiento en cuanto a emisiones de CO<sub>2</sub>.

CONCAWE, en colaboración con Solomon Associates, ha desarrollado la metodología CWT, basada en lo siguiente:

- Se define una lista de unidades de proceso genéricas, que representan la diversidad de procesos existentes en el conjunto de refinerías al que se desea aplicar el “benchmarking”.
- Se asigna a cada unidad de proceso un factor relativo a la destilación de crudo que representa su propensión a emitir CO<sub>2</sub> (“propensity to emit CO<sub>2</sub>”) a un nivel dado de eficiencia energética y para un tipo de combustible estándar.
- Para cada unidad de proceso, este factor se multiplica por la producción en un periodo determinado y se realiza un sumatorio de dichos productos. La suma total es el CWT del “proceso” de la refinería.
- Se aplican factores de corrección al CWT total para asegurarse de que la métrica final es consistente con los requisitos de la Directiva 2009/29/CE en

---

<sup>74</sup> “Benchmarking de las emisiones de CO<sub>2</sub> de las refinerías”, Revista de CONCAWE, Volumen 18, Número 2, Otoño 2009

términos de “fronteras” en relación con las importaciones y exportaciones, como se explica más adelante.

A continuación se lleva a cabo una cierta simplificación y agrupación de procesos similares para trabajar con un número manejable de 50 funciones de CWT.

Adicionalmente, se requiere la realización de correcciones debido a las siguientes razones:

- Los factores que se utilizan para calcular el CWT están referidos al total de energía que es necesaria para realizar un proceso determinado, independientemente de cuál sea la fuente de dicha energía. Puesto que de acuerdo con la Directiva 2003/87/CE, un operador es únicamente responsable de sus emisiones directas, es decir, las generadas en la localización concreta de la instalación (“site emissions”), el CWT debe ajustarse para reflejar el efecto de las importaciones de energía (que contribuyen al balance energético de la instalación pero no producen emisiones en ésta) y de las exportaciones de energía (que dan lugar a emisiones en la instalación, pero no guían los procesos de ésta).
- La Directiva 2003/87/CE, en su redacción dada por la Directiva 2009/29/CE dispone que no se asignarán derechos gratuitos a la generación eléctrica. Por lo tanto, las emisiones generadas en la localización concreta de la instalación deben corregirse para eliminar las emisiones correspondientes a la generación eléctrica para autoconsumo y exportación, y el CWT debe corregirse para excluir el efecto del consumo eléctrico.

El CWT (emisiones de CO<sub>2</sub>/CWT) de una refinería permite realizar una comparación entre éstas en relación con su comportamiento en cuanto a emisiones de CO<sub>2</sub> sin considerar su complejidad.

De acuerdo con CONCAWE, una cuestión crucial es la interpretación del principio de las “diez instalaciones más eficientes” que establece la Directiva 2003/87/CE, en su

redacción dada por la Directiva 2009/29/CE. Se debe considerar hasta qué punto el conjunto de refinerías a partir de las cuales se forma el “benchmark” son representativas de la totalidad de las refinerías, ya que existen instalaciones que se caracterizan por presentar circunstancias locales con efectos sobre sus emisiones, que no tienen la mayoría de las instalaciones<sup>75</sup>.

Finalmente, de acuerdo con la Directiva 2003/87/CE, en su redacción dada por la Directiva 2009/29/CE, una instalación no puede obtener derechos por la generación eléctrica y recibe el mismo tratamiento independientemente de cuál sea la fuente de electricidad que consume (autogenerada o importada). Sin embargo, la cuestión referente al vapor es menos evidente. La Directiva únicamente cubre las emisiones directas. Así, no se obtienen derechos de emisión por el vapor importado, mientras que el vapor autogenerado sí proporciona derechos de emisión. Según CONCAWE, a menos que se asignara una cantidad similar de derechos de emisión a los productores de vapor externos, éstos sufrirían un tratamiento discriminatorio.

Si finalmente la Comisión Europea utiliza el ratio de emisiones de CO<sub>2</sub>/CWT para realizar un “benchmarking” de las refinerías de la UE y tomar como punto de partida el 10% de las instalaciones más eficaces del sector de refino como paso previo a la asignación gratuita de derechos de emisión a dichas refinerías, las refinerías españolas quedarán clasificadas en el “ranking” europeo en función de su bondad en cuanto a las emisiones de CO<sub>2</sub> se refiere, eliminando los efectos distorsionadores derivados de su complejidad, por lo cual en principio esta metodología podría ser adecuada para los fines que persigue, si bien de cara a determinar el “benchmark” se deberían eliminar

---

<sup>75</sup> La distribución que se obtiene al representar las emisiones de CO<sub>2</sub>/CWT es una típica “curva de S”, con un reducido número de puntos significativamente por debajo de la línea de tendencia general. CONCAWE propone que una forma de eliminar dichas distorsiones es considerar la pendiente general de la curva como representación de la variabilidad. Así, si la pendiente estuviera definida entre el 10% y el 90% de los puntos correspondientes a refinerías concretas, el “benchmark” se definiría a partir de éstas. Esta asociación apunta que la fiabilidad de los datos empleados y la aplicación consistente del algoritmo son esenciales para la determinación del CWT, y en este sentido se precisa una buena documentación y verificación de la información.



aquellas refinerías que por las condiciones locales que presentan no resultaran representativas.

En todo caso, hay que resaltar la importancia que tiene la fiabilidad de los datos para la obtención de unos resultados adecuados con esta metodología y debería encontrarse una solución satisfactoria para las refinerías reciban derechos de emisión por el vapor autogenerado y los productores de vapor externo por el importado, si bien éste tiene un encaje difícil con el principio de reconocer únicamente las emisiones directas, generadas por la instalación.

## ***2.4 ESFUERZOS COMPARTIDOS DE LOS ESTADOS MIEMBROS PARA REDUCIR SUS EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO***

La **Decisión nº 406/2009/CE** introduce de forma novedosa objetivos de reducción/limitación de emisiones de GEI para los Estados miembros en determinados **sectores difusos**, no cubiertos por la Directiva 2003/87/CE, entre los que se encuentra la energía (quema de combustible y emisiones fugitivas de combustibles), que engloba el transporte, para el periodo comprendido entre 2013 y 2020.

La Decisión establece asimismo disposiciones relativas a la evaluación y aplicación de un compromiso de reducción más estricto por parte de la Unión Europea, que supere el 20%, y que se aplicará tras la aprobación por la Comunidad de un acuerdo internacional que conduzca a una reducción de emisiones mayor que la requerida por esta Decisión, como se refleja en el compromiso de reducción del 30% aprobado por el Consejo Europeo de marzo de 2007.

Se define “**asignación anual de emisiones**” como la cantidad máxima anual de emisiones de GEI autorizada para los años 2013 a 2020, tal como se indica a continuación:

En 2020 cada Estado miembro deberá **limitar sus emisiones de GEI con respecto** a sus emisiones en **2005**, como mínimo en el porcentaje especificado en el **anexo II** de la Decisión, correspondiendo **a España un -10%**.

Todo Estado miembro que tenga un límite negativo según el anexo II (entre ellos España), se deberá asegurar de que, en 2013, sus emisiones de GEI no rebasen la media de sus emisiones anuales de GEI de los años 2008, 2009 y 2010, incluyendo el uso de los mecanismos de flexibilidad previstos por esta Decisión.

Cada Estado miembro limitará anualmente las emisiones de GEI de manera lineal entre 2013 y 2020, entre otros medios, recurriendo a la aplicación de los mecanismos de flexibilidad a los que hace referencia la Decisión. Dichos mecanismos de flexibilidad incluyen la posibilidad para los Estados miembros de arrastrar del año siguiente una cantidad de hasta el 5% de su asignación anual de emisiones, de arrastrar a los años siguientes, la parte de su asignación anual de emisiones de un año dado que sobrepase sus emisiones de GEI en dicho año, y de transferir a otros hasta un 5% de su asignación anual de emisiones en un año dado, entre otros. Un Estado miembro podrá transferir a otros la parte de la asignación anual de emisiones que exceda de sus emisiones de GEI para el año de que se trate.

La Decisión incluye disposiciones en relación con la utilización de créditos resultantes de actividades de proyectos.

Se establecen medidas correctivas que serán de aplicación en el caso de que las emisiones de GEI de un Estado miembro superen la asignación anual de emisiones de acuerdo con la trayectoria lineal prevista o el límite de emisiones para 2013.

Corresponde a los Estados miembros definir y aplicar políticas y medidas en los sectores a los que aplica la Decisión para la disminución/limitación de emisiones, aunque también servirán de ayuda para dicho propósito determinadas medidas establecidas a nivel comunitario, como se expone a continuación.

La Decisión nº 406/2009/CE dispone que en los informes anuales que la Comisión Europea deberá presentar de acuerdo con la Decisión nº 280/2004/CE, a partir de los informes elaborados por los Estados miembros, la Comisión evaluará la ejecución general de la Decisión nº 406/2009/CE, si el progreso realizado por los Estados miembros es suficiente para cumplir sus obligaciones, así como necesidad de establecer más políticas y medidas comunes y coordinadas a nivel comunitario en los sectores regulados por esta Decisión, a fin de ayudar a los Estados miembros a cumplir los compromisos contraídos en virtud de la misma, y presentará propuestas si procede.

Existen interrelaciones entre la Directiva 2009/28/CE relativa al fomento de uso de energía procedente de fuentes renovables, la Directiva 2009/30/CE por la que se modifica la Directiva 98/70/CE en relación con las especificaciones de la gasolina, el diesel y el gasóleo y la Decisión nº 406/2009/CE sobre el esfuerzo de los Estados miembros para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero, en la medida que todas ellas contribuyen a la mitigación del cambio climático.

Así, el objetivo que, de acuerdo con la Directiva 2009/28/CE, debe cumplir cada Estado miembro, consistente en que la cuota de energía procedente de fuentes renovables en todos los tipos de transporte en 2020 sea como mínimo equivalente al 10% de su consumo final de energía en el transporte, favorece la reducción de emisiones de GEI del sector del transporte, y por tanto, a la consecución de los objetivos de los Estados miembros según la Decisión nº 406/2009/CE. Por otra parte, es posible que ciertas medidas que se adopten para el logro de los objetivos de dicha Decisión tengan una incidencia en el mecanismo de fomento de uso de los biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte.

Por otra parte, el mecanismo de reducción de emisiones de GEI para proveedores de carburantes que fija la Directiva 2009/30/CE facilita el alcance de los objetivos de la Decisión nº 406/2009/CE, mientras que determinadas políticas y medidas que se deriven de la misma pueden suponer un “acicate” adicional para el cumplimiento de las obligaciones de los citados proveedores de carburantes.

A su vez, se dispone que una parte del objetivo de reducción fijado para éstos se podrá alcanzar mediante el suministro de energía destinada al transporte, es decir, mediante el uso de biocarburantes, lo que vuelve a coadyuvar de nuevo a los propósitos de la Directiva 2009/28/CE.

Por lo tanto, será preciso realizar un seguimiento de las políticas y medidas en el sector del transporte que se vayan aplicando, tanto en el ámbito europeo como nacional, para analizar si es necesario incluir alguna disposición regulatoria específica en el mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte.

Por último, cabe indicar que la Decisión nº 406/2009/CE entró en vigor a los veinte días de su publicación en el D.O.U.E. (que se realizó el 5 de junio de 2009), es decir, el 25 de junio de 2009 y es de aplicación inmediata.

## ***2.5 MODIFICACIÓN DE LAS ESPECIFICACIONES DE LA GASOLINA, EL DIESEL Y EL GASÓLEO***

### **2.5.1 LA DIRECTIVA 2009/30/CE**

La **Directiva 2009/30/CE** del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009 (en adelante, Directiva 2009/30/CE), por la que se modifica la Directiva 98/70/CE en relación con las **especificaciones de la gasolina, el diesel y el gasóleo**, se introduce un mecanismo para controlar y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, se modifica la Directiva 1999/32/CE del Consejo en relación con las especificaciones del combustible utilizado por los buques de navegación interior y se deroga la Directiva 93/12/CEE, forma parte del Paquete Verde de la Unión Europea orientado a la mitigación de las emisiones de GEI y a la promoción de las energías renovables.

En concreto, la Directiva 2009/30/CE, mediante la modificación de la Directiva 98/70/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de octubre de 1998, relativa a la calidad de la gasolina y el gasóleo (en adelante, Directiva 98/70/CE) y de la Directiva 1999/32/CE del Consejo, de 26 de abril de 1999, relativa a la reducción del contenido de azufre de determinados combustibles líquidos (en adelante, Directiva 1999/32/CE), es el instrumento normativo que, dentro de dicho paquete, se orienta a la consecución de objetivos en materia de control y reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes tanto de gasolinas y gasóleos de automoción como de otros gasóleos para uso como carburante distinto del de automoción.

A tal efecto, en cuanto a los carburantes de automoción, por un lado, introduce un novedoso mecanismo de control y reducción progresiva de las emisiones de gases de efecto invernadero por unidad de energía durante el ciclo de vida del combustible para reducirlas en un 10% (en relación con las de 2010) antes del 31 de diciembre de 2020; y, por otro, modifica las especificaciones técnicas de los combustibles para permitir una mayor incorporación volumétrica de biocarburantes en los carburantes fósiles, tanto de bioetanol en las gasolinas (hasta un 10%, frente al 5% actual) como de FAME en los gasóleos (del actual 5% al 7%).

Además, en relación con los biocarburantes, a fin de incentivar la producción a escala mundial de forma sostenible y garantizar un enfoque coherente entre las políticas energética y medioambiental, se fijan criterios obligatorios de sostenibilidad que coinciden con los establecidos en la Directiva 2009/28/CE.

Por su parte, en relación con los gasóleos empleados como carburantes para usos distintos del de automoción, se reduce el contenido máximo de azufre, si bien se admiten determinadas excepciones de carácter tanto temporal como geográfico.

Finalmente, la Directiva 2009/30/CE, modifica la Directiva 1999/32/CE a fin de unificar la regulación aplicable a las especificaciones técnicas exigibles al combustible utilizado por los buques de navegación interior y deroga la Directiva 93/12/CEE del Consejo, de 23 de marzo de 1993, que ya había sido objeto de diversas modificaciones anteriores y que, consecuentemente, carecía de contenido esencial vigente.

## 2.5.2 LA TRANSPOSICIÓN AL CASO ESPAÑOL

La Dirección General de Política Energética y Minas ha elaborado un *“Proyecto de Real Decreto por el que se modifica el Real Decreto 61/2006, de 31 de enero, por el que se fijan las especificaciones de gasolinas, gasóleos, fuelóleos y gases licuados del petróleo, se regula el uso de determinados biocarburantes y el contenido de azufre de los combustibles para uso marítimo”*, sobre el cual la CNE ha emitido su preceptivo Informe 21/2009, el cual fue aprobado por su Consejo de Administración con fecha 2 de julio de 2009. El mencionado Proyecto de Real Decreto se encuentra actualmente en trámite de aprobación formal y publicación.

El Proyecto de Real Decreto, sin embargo, tan sólo incorporaba las previsiones de la Directiva referentes a las especificaciones de gasolinas y gasóleos y a algunos aspectos relativos al uso de biocarburantes, pero no las referidas a los criterios de sostenibilidad y a la obligación de reducción gradual de emisiones, ni a las modificaciones, de carácter más formal, relativas a los gasóleos utilizados en buques de navegación interior.

Las principales novedades que introduce el Proyecto de Real Decreto consisten, en el ámbito de las especificaciones técnicas de los carburantes de automoción, en la modificación de diversos parámetros de las especificaciones tanto de gasolinas como de gasóleos para facilitar la incorporación de un mayor volumen de biocarburantes y en la obligación de mantener la comercialización, durante un periodo transitorio, de una gasolina con menor contenido de compuestos oxigenados como garantía para los vehículos más antiguos que no están preparados para emplear gasolinas con alto volumen de biocarburantes.

Sin perjuicio de la valoración positiva que mereció, a juicio de la CNE, la rápida transposición de la Directiva 2009/30/CE, especialmente teniendo en cuenta las obligaciones derivadas del mecanismo de fomento del uso de biocarburantes actualmente en vigor en España, a lo largo de los distintos epígrafes del Informe

21/2009 de la CNE se pusieron de manifiesto ciertas consideraciones, formales y materiales, sobre el Proyecto del RD que afectan básicamente a dos aspectos:

- a) El mayor o menor grado de fidelidad en la transposición de la Directiva en aspectos como el límite de la presión de vapor para las gasolinas que incorporen bioetanol, la reducción del contenido de hidrocarburos poliaromáticos en los gasóleos de automoción o las excepciones en la reducción del contenido máximo de azufre de los gasóleos empleados como carburante para usos distintos del de automoción.
- b) La conveniencia tanto de actualizar las referencias a las normas técnicas más recientes que fijan los parámetros técnicos de las especificaciones y sus correspondientes métodos de ensayo, como de introducir mecanismos de actualización automática para incorporar las revisiones que de dichas normas pudieran resultar.

En línea con lo expuesto en el Informe 21/2009 de la CNE, a continuación se señalan las distintas modificaciones que se deberán realizar en el Real Decreto 61/2006 para transponer al ordenamiento jurídico español la Directiva 2009/30/CE:

### **2.5.2.1 ESPECIFICACIONES**

#### *2.5.2.1.1 GASOLINAS, GASÓLEO A Y GASÓLEO B*

En relación con las gasolinas, de acuerdo con lo establecido en el artículo 3 y en los anexos I y III de la Directiva 98/70/CE, en su redacción dada por la Directiva 2009/30/CE, es preciso introducir las siguientes modificaciones en el artículo 2 y en el Anexo I del Real Decreto 61/2006:

- 1) Modificar diversos parámetros de las especificaciones de las gasolinas orientados a facilitar la incorporación de un mayor volumen de bioetanol en la gasolina: 1) aumento del contenido de oxígeno de 2,7 a 3,7 %m/m; 2) incremento del límite máximo de determinados compuestos oxigenados: etanol de 5 a 10 %v/v, alcohol

isopropílico de 10 a 12 %v/v, alcohol tert-butílico de 7 a 15 %v/v y alcohol isobutílico de 10 a 15 %v/v; 3) aumento del límite máximo de éteres con 5 o más átomos de carbono por molécula de 15 a 22 %v/v y el del genérico “otros compuestos oxigenados” de 10 a 15 %v/v.

- 2) Concretar los valores del volumen máximo evaporado a 70°C, E70 y a 100°C, E100, de la curva de destilación, así como el límite máximo del VLI (10VP +7 E70) aprovechando preferentemente a estos efectos los trabajos de normalización a nivel europeo.
- 3) Incluir una disposición por la que se obligue a mantener la comercialización de la gasolina con un contenido máximo de bioetanol del 5% en volumen y un contenido máximo de oxígeno del 2,7% en masa hasta 2013.
- 4) Reducir, con carácter general, de 50 a 10 mg/kg el contenido máximo en azufre.
- 5) Establecer que las gasolinas a las que se adicione bioetanol podrán tener en periodo estival (del 1 de mayo al 30 de septiembre), una presión de vapor de hasta 8 kPa por encima del límite de 60 kPa, condicionada a la preceptiva autorización previa por la Comisión Europea.
- 6) Precisar que el máximo del total de ventas en el mercado nacional que podrá representar la gasolina comercializada con un contenido en plomo inferior a 0,15 g/l, será del 0,03% en sustitución del 0,5% que recoge actualmente el mencionado Real Decreto.
- 7) Incluir una disposición en relación con las especificaciones de las gasolinas, limitando la presencia de aditivos metálicos a 6 mg de manganeso por litro a partir del 1 de enero de 2011 y a 2 mg de manganeso por litro a partir del 1 de enero de 2014. Adicionalmente, se deberá etiquetar las gasolinas en el caso de que incorporen estos aditivos indicando “*Contiene aditivos metálicos*”.



En lo referente al gasóleo de automoción, conforme a lo dispuesto en el apartado primero del artículo 4 y en el anexo II de la Directiva 98/70/CE, en su redacción dada por la Directiva 2009/30/CE, se ha de modificar el artículo 3 y el anexo II del Real Decreto 61/2006, con objeto de:

- 1) Modificar la especificación vigente del gasóleo de automoción a fin de permitir la incorporación de un contenido máximo en FAME del 7%.
- 2) Reducir el contenido máximo en hidrocarburos aromáticos policíclicos del gasóleo de automoción del 11% al 8% m/m.
- 3) Reducir, ya con carácter general, de 50 a 10 mg/kg el contenido máximo en azufre.

En cuanto a la transposición del apartado segundo del nuevo artículo 4 de la Directiva 98/70/CE, se ha de reducir el contenido máximo de azufre del gasóleo B a 10 ppm en origen (20 ppm en punto de distribución final a los usuarios finales) a partir del 1 de enero de 2011, por lo cual es necesario modificar en este sentido el apartado segundo del artículo 3 y el anexo III del Real Decreto 61/2006, con las excepciones temporales y geográficas reconocidas en la Directiva.

Finalmente, es preciso modificar el apartado cuarto del artículo 8 del Real Decreto 61/2006, que, en su redacción actual establece la necesidad de un etiquetado específico en los puntos de venta para las mezclas con contenidos superiores al 5% en volumen, a fin de incorporar los nuevos contenidos máximos de biocarburante en gasolinas y gasóleo de automoción.

#### **2.5.2.1.2 BIOCARBURANTES**

Se considera necesario garantizar la comercialización de mezclas de biocarburantes con carburantes fósiles en contenidos volumétricos superiores a aquéllos admitidos por las especificaciones de gasolinas y gasóleos, sin perjuicio del cumplimiento de las obligaciones recogidas en la Directiva 98/70/CE respecto a la identificación del

producto en punto de venta. Procede asimismo introducir referencias expresas a las normas europeas o españolas que fijan los parámetros técnicos y medioambientales exigibles tanto al biodiésel como al bioetanol.

Cabe recordar finalmente que, a lo largo del Informe 21/2009 de la CNE, se hace referencia a la conveniencia con carácter general tanto de actualizar las referencias a las normas técnicas más recientes que fijan los parámetros técnicos de las especificaciones y sus correspondientes métodos de ensayo, como de introducir mecanismos de actualización automática para incorporar las revisiones que de dichas normas pudieran resultar.

#### **2.5.2.2 MODIFICACIÓN DE LA DIRECTIVA 1999/32/CE**

La Directiva 2009/30/CE modifica la Directiva 1999/32/CE en relación con las especificaciones del combustible utilizado por los buques de navegación interior, lo cual viene a suponer la aplicación, desde su entrada en vigor, del contenido máximo de azufre de 1.000 mg/kg también a los combustibles utilizados por los buques de navegación interior y su reducción a partir de 2011 hasta los 10 mg/kg.

Las modificaciones que, formalmente correspondería incluir en el Real Decreto 61/2006, serían las siguientes:

1. Sustituir la definición de “combustible para uso marítimo” incluida en artículo 9 del Capítulo III el Real Decreto 61/2006.
2. Eliminar las referencias a la navegación interior del artículo 11 (apartados 1 a) y 2 b)) del Real Decreto 61/2006, en su redacción dada por el Real Decreto 1027/2006, relativo al contenido máximo de azufre de los combustibles para uso marítimo.

Tal como indica el Informe 21/2009 de la CNE, aunque es cierto que el plazo de transposición de la Directiva 2009/30/CE finaliza el 31 de diciembre de 2010 y que la importancia de las anteriores modificaciones normativas es más formal que material al

tratarse de carburantes destinados a la navegación interior, parece aconsejable aprovechar la modificación del Real Decreto 61/2006 para incorporar todas las modificaciones introducidas por la Directiva 2009/30/CE en relación con los gasóleos para su uso como carburante distintos al de automoción, incluidas las relativas a los combustibles de uso marítimo.

### **2.5.2.3 MECANISMO DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO PARA PROVEEDORES DE CARBURANTES**

Se debe introducir un mecanismo de reducción de emisiones de GEI para proveedores de carburantes transponiendo el nuevo artículo 7 bis de la Directiva 98/70/CE, el cual establece, que los Estados miembros deberán exigir a los mencionados proveedores que reduzcan *“de la forma más gradual posible las emisiones de gases de efecto invernadero del ciclo de vida por unidad de energía suministrada del combustible y la energía suministrada hasta un 10% antes del 31 de diciembre de 2020”*. La reducción del 10% en 2020 se dividirá en: 1) un 6% en comparación con el nivel medio de emisiones de gases de efecto invernadero del ciclo de vida en la UE por unidad de energía de los combustibles fósiles en 2010, mediante el uso de biocarburantes, combustibles alternativos y reducciones en la quema en antorcha y ventilación en los emplazamientos de producción<sup>76</sup>; 2) un objetivo indicativo adicional del 2%, logrado mediante el suministro de energía destinada al transporte o el uso de cualquier tecnología (incluida la captura y el almacenamiento del carbono) capaz de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero; y 3) un objetivo indicativo adicional del 2%, logrado mediante la compra de créditos con arreglo al Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kioto.

Es preciso asimismo transponer a la normativa española las disposiciones de la Directiva en relación con la obligación establecida con carácter previo para los proveedores, de informar cada año, a partir del 1 de enero de 2011, a la autoridad que al efecto se designe, sobre la intensidad de los GEI de los combustibles y la energía

---

<sup>76</sup> Podrán exigir que se cumplan los siguientes objetivos intermedios: 2% para el 31 de diciembre de 2014 y 4% para el 31 de diciembre de 2017.

suministrados en el Estado miembro, aportando como mínimo determinada información que especifica la Directiva, debiendo someterse los informes a verificación.

Adicionalmente se ha de facultar a que un grupo de proveedores puedan cumplir juntos las obligaciones de reducción de emisiones.

Además, en los considerandos de la Directiva se establece que la producción de biocarburantes debe ser sostenible y que en consecuencia los biocarburantes utilizados para cumplir los objetivos de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero deben “*cumplir obligatoriamente los criterios de sostenibilidad*”. Para ello se incorporan los mismos criterios de sostenibilidad para el uso de los biocarburantes previstos en la Directiva 2009/28/CE.

Dada la importancia de estas novedades, en el Informe 21/2009 de la CNE se indicaba que, si bien resulta comprensible que se emplee otro instrumento normativo diferente de la modificación del Real Decreto 61/2006 (por ejemplo, la norma que sirva para incorporar al Ordenamiento español las previsiones de la Directiva 2009/28/CE) para la transposición de las materias relacionadas con la reducción de gases de efecto invernadero y, sobre todo, de los criterios de sostenibilidad, sería conveniente incluir en el Proyecto de Real Decreto por el que se modifica el Real Decreto 61/2006, al menos, una referencia a la necesidad de que los biocarburantes que se comercialicen deberán cumplir los criterios de sostenibilidad cuando éstos sean exigibles.

Finalmente, cabe mencionar que se debe modificar la disposición final tercera del Real Decreto 61/2006, a fin de incluir la Directiva 2009/30/CE dentro de las normas comunitarias cuya incorporación al ordenamiento español se formaliza mediante el Real Decreto 61/2006 cuando sea aprobada su modificación.

### **3 NUEVO IMPULSO DE LA NORMATIVA COMUNITARIA EN MATERIA DE SEGURIDAD DE SUMINISTRO DE ENERGIA Y EFICIENCIA ENERGETICA**

#### **3.1 LA SEGUNDA REVISION ESTRATÉGICA DE LA ENERGIA Y SUS REPERCUSIONES NORMATIVAS**

La segunda revisión estratégica de la energía persigue ofrecer a todas las partes involucradas (Gobiernos, reguladores, compañías, industria, ciudadanos) una visión común e inspiradora en torno a los principios fundamentales de sostenibilidad, competitividad y seguridad de suministro, en aras de la consecución de los ambiciosos objetivos trazados por la agenda de lo que se ha dado en llamar “20/20/20”<sup>77</sup>.

En términos de seguridad de suministro, la Unión debe poner el acento en (1) **desarrollar infraestructuras de interconexión**, (2) **promocionar fuentes de energía autóctonas**, en particular las renovables y las no emisoras de CO<sub>2</sub>, (3) perseguir una **mayor diversificación de sus fuentes de suministro**, (4) **mantener una posición unida** y un perfil político elevado en la negociación de las condiciones de aprovisionamiento ante terceros países, (5) velar por la **solidaridad entre EE.MM.** en episodios críticos, reforzando las reservas estratégicas para garantizar una respuesta adecuada ante situaciones de escasez y (6) **fomentar la eficiencia energética**, en todas sus vertientes.

En efecto, uno de los aspectos clave en torno a los que gira esta segunda revisión estratégica de la energía es la eficiencia energética. El llamado paquete legislativo de eficiencia energética incluye: sendas propuestas para revisar las Directivas que tratan de (1) la eficiencia energética en edificios –ver más adelante– y (2) el etiquetado energético; (3) una propuesta de Directiva para introducir un sistema de etiquetado de los neumáticos para promocionar el uso de aquellos que induzcan un menor consumo de combustible, (4) una Decisión de la Comisión estableciendo directrices para

---

<sup>77</sup> Reducción de la emisión de gases de efecto invernadero, incremento de la participación de la generación de electricidad a partir de energías renovables y mejora de la eficiencia energética en un 20% (en cada una de estas tres áreas) de aquí a 2020.

clarificar la forma de cálculo de la electricidad obtenida a partir de cogeneración<sup>78</sup>, y (5) una Comunicación también sobre cogeneración subrayando la importancia de que se combine la obtención de calor y electricidad.

Dentro de este marco, el **Plan de Acción Energética 2010-2014**, que ha de reemplazar su precedente de 2006, está llamado a ser uno de los pilares de la presidencia española de la Unión en el próximo semestre. Algunos de los elementos que dicho Plan debiera contener son, entre otros:

- La internalización en los precios de la energía de sus costes sociales, no siempre plenamente recogidos (comercio de derechos de CO<sub>2</sub>, impacto de los límites de emisión de contaminantes, incentivos a las renovables, etc.);
- Participación activa de los consumidores (a través de los comercializadores o de representantes o entidades agregadoras de carga) en el mercado eléctrico, mediante su sensibilización a las señales de precio, gracias a la adecuada estructuración de las tarifas de acceso y los sistemas de medida inteligente y telegestión.
- Continuación y extensión de los programas de fomento de gestión de la demanda, basados en el desarrollo de incentivos económicos para promocionar sistemas de iluminación de bajo consumo, e instalaciones más eficientes en viviendas y PYMEs (no sólo electrodomésticos; también ventanas, revestimientos, sistemas de domótica y programación, etc.).
- Implantar y exigir estándares de calidad más elevados en el aislamiento de las edificaciones.
- Difundir una nueva cultura de ahorro, basada en la información y en la educación, con la ayuda de herramientas tales como comparadores de precio y estimadores de

---

<sup>78</sup> Con fecha 13 de diciembre de 2008, la Comisión ha adoptado directrices detalladas para asegurar la plena implantación de la Directiva de fomento de la cogeneración. Dichas directrices clarifican los procedimientos para la definición de una metodología armonizada que permita determinar la electricidad generada a partir de cogeneración. También indican cuándo es posible emitir certificados de garantía de origen de la electricidad. Otro de sus objetivos es proporcionar seguridad jurídica a los inversores y eliminar así posibles barreras de entrada.

consumo, el uso generalizado de las garantías de origen de la electricidad, la utilización masiva de internet como canal de venta y contratación, etc.

En este sentido, cabría considerar el impulso de una herramienta legal (una Directiva, quizá) que permitiera definir objetivos nacionales vinculantes en este campo comparables a los ya existentes en cuanto a emisiones, energía renovables, etc.

### ***3.2 LA NUEVA DIRECTIVA POR LA QUE SE OBLIGA A LOS ESTADOS MIEMBROS A MANTENER UN NIVEL MÍNIMO DE RESERVAS DE PETRÓLEO.***

El objeto central de esta nueva Directiva es aproximar el sistema comunitario y el previsto por la Agencia Internacional de Energía (en adelante AIE) en cuanto al mantenimiento de existencias mínimas de petróleo.

La obligación de los Estados miembros a mantener un nivel mínimos de reservas, según las disposiciones de las Directiva 2006/67/CE y la Directiva 68/416/CEE en vigor hasta el ahora, se efectuaba en relación con el consumo interior medio diario registrado durante el año natural anterior, admitiéndose una deducción de hasta un 25% de dicho consumo por la parte abastecida mediante producción propia. Por el contrario las obligaciones impuestas de acuerdo a la AIE se evalúan sobre la base las importaciones netas de petróleo y de productos petrolíferos.

**La nueva Directiva establece un nivel total de reservas de petróleo equivalente, al menos, a la mayor de las cantidades correspondientes bien a 90 días de importaciones netas diarias medias, bien a 61 días de consumo interno diario medio.**

En cuanto la metodología a aplicar para el cálculo de la obligación, según el criterio de la AIE se convierte el stock de productos refinados en equivalente de petróleo crudo, mientras que hasta ahora, la UE convertía el stock de crudo en equivalente a

productos. Con esta nueva Directiva, la UE se adapta en este aspecto al criterio de la agencia realizándose los cálculos sobre la base del equivalente de petróleo crudo.<sup>79</sup>

Por otro lado, en cuanto a la forma de contabilizar las reservas, la AIE aplica un factor de deducción del 10% a dichas reservas que hasta ahora no se contabilizaba en la Directiva Comunitaria. La nueva Directiva 2009/119/CE sí introduce esta medida.<sup>80</sup>

Esta nueva Directiva incorpora, además, el consumo de biocarburantes, tanto en el cómputo de obligación, como de mantenimiento de reservas.

**Sobre la aplicación al caso español**, los artículos 50<sup>81</sup>, 51, 52<sup>1</sup>, 53, 98<sup>1</sup> y 100 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, relativos a existencias mínimas de seguridad, existencias estratégicas y a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, entre otros, se desarrollan en los títulos I y II del Real Decreto 1716/2004 de 23 de julio, modificado por el Real Decreto 1766/2007 de 28 de diciembre<sup>82</sup>.

En el título I del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, modificado en el Real Decreto 1766/2007, se establecen aspectos relativos a la definición de los sujetos sobre los que recae la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de hidrocarburos, el contenido de la obligación, la cantidad, forma y localización de estas existencias, así como las obligaciones de información de los diferentes sujetos. Por último, en el título II del mencionado Real Decreto se desarrolla el artículo 52<sup>83</sup> de la Ley de Hidrocarburos, relativo a CORES, estableciéndose, entre otros, su régimen económico a partir del artículo 24 y siguientes.

---

<sup>79</sup> La Directiva 2009/119/CE establece un factor de conversión de productos a equivalentes de petróleo crudo igual a 1,2.

<sup>80</sup> Este factor no se aplica a las reservas específicas cuando estas reservas específicas se consideren separadamente de las reservas de emergencia.

<sup>81</sup> Modificados por la Ley 12/2007, de 2 de julio.

<sup>82</sup> El Real Decreto 1766/2007 entró en vigor el 30 de diciembre de 2007.

<sup>83</sup> Modificado por la Ley 12/2007, de 2 de julio.



La nueva Directiva no supondrá grandes cambios en la normativa española en cuanto a cantidades a mantener, ya que desde el 1 de enero de 2010 la obligación es de 92 días de consumo.

No obstante, en lo que se refiere al cálculo de la obligación sí existe una diferencia en los periodos de aplicación respecto a las Directivas Comunitarias (año natural anterior vs. año móvil).

El organismo encargado del mantenimiento y gestión de las reservas (CORES) está analizando las implicaciones prácticas de la transposición de la nueva Directiva teniendo en cuenta la realidad del nuevo marco regulatorio en el escenario actual de descenso del consumo.

En cuanto a la metodología de cálculo a aplicar, en España existe una obligación por grupo de productos refinados, pudiéndose mantener las existencias en forma de crudo o productos semirrefinados por los sujetos obligados que dispongan de capacidad de producción, previa autorización expresa y asignándose un factor específico a cada sujeto en función del rendimiento de sus instalaciones.

En cuanto al factor de deducción del 10% que se aplica a los stocks, éste ya estaba contemplado en la legislación española.

El mantenimiento de reservas por la parte de biocombustibles ya estaba recogido en la legislación española por lo que no tiene en principio ninguna implicación adicional.

### **3.3 EL PROCESO DE REVISION DE LA DIRECTIVA EN MATERIA DE SEGURIDAD DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL**

La crisis Ruso-Ucraniana de enero de 2009 puso de manifiesto que la Unión Europea no estaba suficientemente preparada para reaccionar, en caso de emergencia

provocada por un déficit de abastecimiento de gas proveniente de terceros países, asegurando el suministro de gas a los consumidores de la Unión.

En aquel momento se echaron en falta políticas comunes en materia de seguridad de abastecimientos de gas, planes de emergencia conocidos y eficaces a nivel comunitario, mayor coordinación entre Países Miembros, y más y mejores infraestructuras de interconexión entre países que permitiesen que el mercado interior reaccionase por sí mismo ante la crisis. De ahí que la Comisión Europea haya propuesto un nuevo Reglamento de directa aplicación en esta materia.

No sólo el asegurar la seguridad de suministro a los clientes finales requerirá más inversión en infraestructuras, sino que el compromiso 20-20-20 demandará inversiones en infraestructuras energéticas en Europa para satisfacer la demanda interior y los compromisos medioambientales. En este sentido, la Comisión Europea también ha propuesto un Regulación del Consejo Europeo para notificación de los proyectos de inversión en infraestructuras energética de la Unión Europea, que deroga el Reglamento 736/96.

### ***Motivación, contenido y plazos de la propuesta de Reglamento sobre seguridad de suministro***

La Comisión Europea considera que la actual Directiva 2004/67/EC ya no es suficiente en un contexto de creciente dependencia exterior y de riesgos ligados al tránsito de gas. Por otro lado, la crisis de enero de 2009 demostró que era necesario estar preparado por adelantado. Además la decisión de derogación de la Directiva, sustituyéndola por un reglamento evita una larga tramitación para su transposición en cada Estado Miembro. De esta forma el Reglamento, una vez aprobado, será de directa aplicación, por lo que las medidas establecidas se pondrán en marcha más rápidamente.

La base legal es el Artículo 95 del Tratado de la Unión. Los ejes centrales de la propuesta son los siguientes:

- El incremento de la seguridad de suministro creando los incentivos para invertir en interconexiones que garanticen el criterio n-1 y los contraflujos.

- El papel del mercado interior en la garantía de la seguridad de suministro. Las soluciones no basadas en mercado solo se tomarán, por la autoridad competente, si falla el mercado.
- Principio de subsidiaridad: Se pretende incrementar el nivel de seguridad de toda la Comunidad Europea y el papel de las instituciones europeas en la coordinación de los Países Miembros. Un problema en un país concreto puede solucionarse con un gran mercado interior europeo competitivo e interconectado.
- Principio de proporcionalidad: Los Países Miembros continuarán siendo responsables de la seguridad de suministro y tendrán flexibilidad en cuanto a la elección de los medios que han de garantizar la seguridad de suministro de gas en su país.

A continuación se resume el contenido de la propuesta de Reglamento sobre seguridad de suministro destacando sus puntos principales:

- **Autoridad Competente:** Cada país designa a la Autoridad responsable de la implementación del Reglamento en cuanto a seguridad de suministro y que se encargará de elaborar el Análisis bienal de riesgos, establecer el Plan de Prevención y el Plan de Emergencia. Cooperarán entre ellas y serán coordinadas a través del “Gas Coordination Group” por la Comisión Europea.
- **Establecimiento del Plan de prevención y Plan de emergencia:** El Plan de prevención contiene las medidas necesarias para mitigar los riesgos que se identifiquen; el plan de emergencia contiene las medidas para mitigar el impacto de una interrupción del suministro de gas. Los diseñará la Autoridad Competente para lo que consultará a las otras Autoridades y a la Comisión, de forma que sea consistente en una región; en particular, en lo relativo, como mínimo, a las interconexiones, gas en tránsito, almacenamiento en otros países y capacidad física de transporte en ambos sentidos de las interconexiones. La Autoridad Competente publicará el plan y lo comunicará a la Comisión. La Comisión puede solicitar la revisión del Plan.
- **Contenido del plan de Prevención:** Contiene las medidas a tomar desde el lado de las infraestructuras y desde el lado de la demanda. Describirá la planificación para cumplir con el criterio n-1 y los volúmenes y capacidades necesarios para suministrar a los consumidores vulnerables en periodos de alta demanda, las

medidas desde el punto de vista de la demanda y las obligaciones que se impondrán a los sujetos del sistema en este sentido. Además incluirá el análisis de riesgos y las medidas preventivas junto con las obligaciones de Servicio Público. Se revisará cada dos años

- **Infraestructuras:** La Autoridad Competente debe asegurarse de que si la mayor infraestructura de suministro falla, el resto de las infraestructuras (n-1) tendrán capacidad de suministrar el volumen de gas necesario para satisfacer la demanda total de gas en una zona/país/región durante un periodo de sesenta días de alta demanda de gas, durante el periodo más frío que estadísticamente ocurre cada 20 años. También se puede cumplir esta medida si los instrumentos de restricción de la demanda solventan el fallo de la mayor infraestructura. Por otro lado, todas las interconexiones tienen que poder funcionar en ambos sentidos. Deben de existir suficientes puntos de entrada y salida para tener sistemas bien conectados. Los reguladores, al calcular las tarifas, tendrán en cuenta los costes de cumplir con el criterio n-1 y el de conseguir que todas las conexiones funcionen bidireccionalmente. Si las infraestructuras incluyen a más de un país los reguladores deben ponerse de acuerdo en la distribución del coste.
- **Estándar de suministro:** La Autoridad Competente tomará las medidas necesarias para suministrar a los clientes vulnerables, en el caso de temperaturas extremadamente bajas durante picos de 7 días que ocurran cada veinte años o cualquier periodo de sesenta días de demanda excepcionalmente alta durante el periodo más frío que ocurre estadísticamente cada veinte años. Las obligaciones impuestas a los agentes para conseguirlo, han de ser no discriminatorias y no deben suponer una restricción para los nuevos entrantes o los pequeños operadores. Estos requisitos pueden cumplirlos a nivel regional o Comunitario respetando el valor de mercado del gas.
- **Estimación de riesgos:** Cada Autoridad Competente analizará el riesgo en cada país, en cooperación con los agentes, de acuerdo a lo recogido en los apartados anteriores, teniendo en cuenta las circunstancias nacionales y regionales, considerando varios escenarios de demanda alta y fallo de infraestructuras, y la correlación con los riesgos de otros países. Se hará cada dos años.

- **Plan de emergencia y niveles de crisis:** Hay tres niveles – Aviso inicial: cuando hay información seria y fiable de que puede ocurrir algo que deteriore el suministro- Alerta: cuando se da un problema de aprovisionamiento o una demanda muy alta, pero el mercado es capaz de solventarlo- Emergencia: cuando, debido a una demanda muy alta o al fallo de suministro existe un riesgo creíble de que no se pueda suministrar a los clientes. El Plan debe determinar el papel de cada agente, en particular el de la Autoridad Competente, estableciendo los mecanismos para solucionar la crisis, identificando en primer lugar los mecanismos de mercado a utilizar, y los mecanismos que no son de mercado si fueran necesario, señalando las medidas a utilizar para colaborar con otros países. El plan debe asegurar que en emergencia se mantendrá el acceso al almacenamiento de otros países y los flujos en las interconexiones.
- **Respuesta a emergencias comunitarias:** La Comisión Europea puede declararla a petición de la autoridad competente o cuando se pierdan más del 10% de las importaciones diarias desde terceros países a la Unión. Lo hará cuando más de un País Miembro lo haya hecho. En ese momento se convocará el “Gas Coordination Group” La Comisión coordinará el intercambio de información, supervisará la consistencia y efectividad de las medidas, y coordinará las acciones hacia terceros países. Además, la Comisión puede solicitar modificar las acciones que tome un País.
- **Gas Coordination Group:** El grupo estará compuesto por miembros de las Autoridades Competentes, de ACER, de ENTSO-G y de los representantes de las industria y consumidores. Asistirá a la Comisión en temas de seguridad de suministro, en las directrices y buenas prácticas, sobre el nivel de seguridad de suministro y las metodologías para establecerlo, sobre los escenarios y el nivel de preparación ante una situación de crisis y en la implantación y establecimiento de los Planes.
- **Intercambio de información:** la Autoridad Competente durante la emergencia tendrá que tener en concreto la siguiente información:
  - Previsiones de demanda y oferta para los tres días siguientes
  - Flujos horarios en interconexiones, yacimientos, almacenamientos y plantas de GNL

- Periodo, días, en los que es posible mantener el suministro

La Comisión puede solicitar a la Autoridad Competente que le dé la información anterior, junto con las medidas planteadas e implementadas para mitigar la emergencia, además de las medidas tomadas o que son necesarias por parte de otra Autoridad Competente. Después de la emergencia también se proporcionará a la Comisión Europea un informe sobre la misma.

Después de la entrada en vigor del Reglamento, los Países Miembros deben enviar a la Comisión Europea todos los acuerdos intergubernamentales con terceros países que puedan influir sobre el suministro o el desarrollo de infraestructuras, y antes de firmar uno nuevo deben informar a la Comisión. Todos los agentes deben comunicar a la Comisión Europea en relación a sus contratos con terceros países:

- La duración y cláusulas de extensión
  - El volumen total contratado
  - La flexibilidad del contrato y sus cláusulas “take or pay”
  - Los puntos de entrada del aprovisionamiento
- Supervisión y envío de información sobre la seguridad de suministro: Todos los 31 de Julio la Autoridad Competente publicará y enviará a la Comisión un informe en el que incluya el cálculo del indicador n-1 o las soluciones alternativas, el porcentaje de demanda cubierto con importaciones, la máxima capacidad de importación desde y hacia otros sistemas, y los principales acuerdos intergubernamentales con terceros países
  - **Derogación de la Directiva 2004/67/EC**
  - **Publicación de la lista de medidas de mercado y no mercado para incluir en los planes de prevención y emergencia:** Se publican dos listas de mecanismos, desde el lado de la demanda y la oferta, de mercado- flexibilidad, almacenamiento operativo, diversificación, interrumpibilidad- y no de mercado – almacenamiento estratégico, uso obligatorio de combustible alternativo, etc.

De la propuesta se deduce que se pretende que esta Regulación entre en vigor el 1 de abril de 2010, por tanto **parte de su tramitación en las instituciones europeas y su publicación se produciría durante la presidencia española.** A continuación se resumen los plazos que se manejan una vez publicado el nuevo Reglamento.

- 30 Junio 2010 (a los 3 meses): Designación de la Autoridad Competente en cada País Miembro
- 30 Septiembre 2010 (a los 6 meses): Primer informe de Análisis de Riesgos realizado en cada País
- 30 Septiembre 2010 (a los 6 meses): Envío a la Comisión Europea de la información relativa a los contratos de aprovisionamiento (comercializadores) y a los acuerdos intergubernamentales con terceros países (Ministerio)
- 31 Marzo 2011 (a los 12 meses): Establecimiento del Plan de prevención y del Plan de Emergencia en cada País, publicación y envío a la Comisión.
- 31 Marzo 2012 (a los 2 años): los transportistas tienen que asegurar que hay capacidad de vehicular gas en ambas direcciones en cualquier interconexión.
- 31 Marzo 2013 (a los 3 años): Cada Autoridad Competente de cada País Miembro tiene que asegurar que se cumple el criterio n-1, durante los sesenta días de demanda excepcionalmente alta que se corresponden con el periodo más frío que ocurre cada veinte años.

***Reglamento para la notificación a la Comisión de los proyectos de inversión en infraestructuras energéticas en la comunidad europea.***

Se trata de otro Reglamento publicado el día 16 de julio, que deroga el Reglamento 736/96. Con este reglamento se pretende obtener mejor información de los proyectos de inversión en infraestructuras energéticas de electricidad (incluyendo nuclear), gas, petróleo (incluyendo biofuel) y también de transporte y almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

La transparencia de los proyectos de inversión planificados y en construcción ayudará a establecer si hay riesgo de falta de infraestructuras en los próximos años, dado que un porcentaje significativo de nueva capacidad es necesaria para renovar la existente.

El Reglamento establecerá el listado de información que debe enviarse para cada sector. El primer listado de información deben enviarlo los Países Miembros antes de 31 Julio de 2010, y a partir de ahí deben actualizar la información cada dos años. Para

que los Países puedan enviar esta información los agentes han de mandar al Ministerio esta información antes del 31 de Mayo del año correspondiente, actualizada a 31 de Marzo.

En concreto **para el sector del gas natural** habría que enviar las capacidades planificadas y en construcción, con su localización, nombre, características, fecha de puesta en marcha y tecnología, de las instalaciones de transporte de gas o biogás, los gasoductos de interés común identificado en el artículo 155 del Tratado de la Unión, así como de las plantas de regasificación y de los almacenamiento subterráneos conectados a la red.

### ***Valoración del contenido de los dos Reglamentos propuestos por la Comisión Europea. Repercusiones.***

La actual Directiva de seguridad de suministro en vigor describe de forma cualitativa y general las medidas para asegurar la seguridad de suministro a Europa, dejando un gran margen de discrecionalidad a los Estados Miembros.

La crisis de enero de 2009, ha venido a poner de manifiesto lo que ya era conocido: cada país tiene su propia estrategia en relación a la seguridad de suministro, y si bien un gran número de países comparten infraestructuras y suministradores, no hay una planificación común en caso de emergencia, ni una política común hacia terceros países para el aprovisionamiento energético, ni para el desarrollo de infraestructuras y existe desconocimiento por parte de las instituciones nacionales y comunitarias sobre contratos, acuerdos, formas de funcionamiento del mercado en situaciones de crisis, etc.

El actual Reglamento, en cambio, sorprende, tanto por la inmediatez con la que se propone su implementación, como por el grado de detalle con el que se describen ciertos temas.

En particular, se puede valorar muy positivamente que se impongan medidas de coordinación entre países vecinos de forma preventiva y ante situaciones de emergencia, supervisadas por la Comisión. De la misma forma, una política de inversión que aumente la capacidad de interconexión, con criterios de capacidad



excedentaria, para asegurar la seguridad de suministro, puede beneficiar al consumidor europeo al conseguir tener un mejor acceso a todas las infraestructuras y fuentes de suministro de la Unión. No solo será útil en caso de una hipotética crisis, sino que el hecho de tener que coordinar a priori, y a nivel regional, toda una serie de actuaciones encaminadas a asegurar que cualquier situación de riesgo se resuelva en base a procedimientos de mercado, redundará en beneficio del mismo.

Por otra parte, la Comisión Europea asume un papel mucho más activo y decisorio en todos los temas relacionados con la importación de gas de terceros países y la prevención, gestión y coordinación de los Países en situaciones de emergencia. Sin duda, una política común ha de ser provechosa.

No obstante, el cambio que se propone es tan sustancial, y en tan corto plazo de tiempo, que es posible que la Propuesta encuentre grandes reticencias en su tramitación, tramitación que ha de realizarse en parte durante el turno de España en la Presidencia Europea.

En España, por otro lado, las medidas de nuestra regulación concuerdan con las líneas establecidas en la Propuesta, mejor que en la mayor parte del resto de países europeos,. El criterio de planificación de redes español n-1 ha servido en los últimos siete años para planificar y construir las infraestructuras que han permitido el acceso de nuevos entrantes al mercado, han disminuido las probabilidades de que exista una situación de desabastecimiento a través de una mayor diversificación de aprovisionamientos y han reducido significativamente los riesgos operativos. También la obligación de mantenimiento de veinte días de almacenamiento se encuentra entre las medidas de no mercado incluidas en la nueva propuesta de reglamento.

No obstante, un gran número de países carecen tanto de buenas interconexiones, como de capacidad excedentaria de transporte, como de más de una fuente de suministro. Para estos Países, una adaptación en 3 años a la propuesta de Reglamento es difícil y sobre todo costosa, especialmente si se tiene en cuenta la actual situación económica.

Por poner un ejemplo del grado de detalle y la seguridad con la que se pretende afrontar las crisis de suministro, el criterio n-1 enunciado por la Propuesta pretende cubrir el fallo de la mayor infraestructura durante 60 días de muy alta demanda, que se produce con temperaturas extremas que se dan una vez cada veinte años. En el caso español se establece que la capacidad global de entrada debe garantizar el fallo total de cualquier entrada, en una situación de demanda de día laborable invernal exceptuando el 10% de la demanda instalada de ciclos. Por tanto, incluso el criterio español es más laxo, y menos costoso, que el recogido en la Propuesta.

En otro orden de cosas, una mayor coordinación, un mayor papel de la Comisión Europea, mejores planes de prevención y emergencia, mayor planificación de la inversión y la operación, junto con mayor transparencia y gestión de información y estudios, si bien resultarán beneficiosos, darán mucho más trabajo a todas las instituciones y empresas implicadas en el mercado.

Volviendo al caso español, esta Propuesta supone un espaldarazo a la estrategia llevada a cabo por la CNE, fomentando la construcción de infraestructuras de gas para mejorar la conexión con Europa (ERGEG- South Gas Regional Initiative) y poniendo los medios para avanzar en la creación de un mercado líquido de gas capaz de reaccionar por sí mismo ante situaciones de crisis. También, el GNL que se importa a través de las terminales de Regasificación española podría jugar un importante papel en caso de situaciones de emergencia por desabastecimiento, en el futuro, cuando exista una mejor capacidad de interconexión con Europa, o cuando los terminales europeos tengan reglas operativas más homogéneas (ERGEG- LNG TF).

Por otra parte, de aprobarse el Reglamento tal como está propuesto, la labor a nivel regional de los reguladores debería ser muy importante, incluso aunque la Autoridad Competente designada fuese el Ministerio. En este contexto el grupo de trabajo RIG de ERGEG tendría un papel central en la implementación del mismo.

Dentro del grupo ERGEG, Security of Supply TF del GWG, con la participación de la Dirección de Gas, se está analizando esta Propuesta para elevar un borrador de comentarios a la GA que pueda ser remitida por ERGEG a la Comisión Europea.

***Medidas adicionales en materia de seguridad de suministro ya introducidas por la Directiva 2009/73/CE sobre el mercado interior del gas natural***

Los artículos 5 a 7 de la Directiva 2009/73/CE introducen nuevas medidas sobre la supervisión del suministro, así como sobre la solidaridad y cooperación regional, especialmente en caso de crisis de abastecimiento energético.

La Directiva anterior, 2003/55/CE, ya trataba sobre la supervisión de la seguridad de suministro. La nueva Directiva mantiene la obligación de los Estados de supervisar el equilibrio entre la oferta y la demanda nacionales y de remitir anualmente a la Comisión Europea un informe sobre los resultados de dicha supervisión. Sin embargo, la nueva Directiva va más allá e introduce reglas adicionales para salvaguardar la seguridad del abastecimiento en el mercado interior, que fomentan la solidaridad y cooperación regional y bilateral, con el objetivo de crear un marco regulatorio que no cree una carga desproporcionada a los participantes en el mercado o establezca diferencias entre ellos. Como ya se ha indicado, de acuerdo con el artículo 12 del Reglamento 715/2009, será la propia Comisión Europea quién podrá definir la zona geográfica cubierta por cada estructura de cooperación regional, teniendo en cuenta las existentes.

Este nuevo marco normativo incluye la coordinación de las medidas nacionales de emergencia, el desarrollo o mejora de las interconexiones y el desarrollo de condiciones para la prestación de la asistencia mutua. Por su parte, la Comisión Europea podrá aprobar directrices sobre solidaridad regional que completen el contenido de la Directiva a este respecto.

Asimismo, la Directiva fomenta la concordancia de los marcos legales, reglamentarios y técnicos de los países, con vistas a facilitar la integración de los sistemas aislados y la cooperación de los gestores de redes de transporte en el nivel regional. La Agencia (ACER) cooperará en este aspecto para garantizar la compatibilidad de los marcos regulatorios, emitiendo recomendaciones adecuadas cuando considere que se requieren normas vinculantes. Por último, los Estados miembros deberán garantizar que los gestores de redes de transporte dispongan de uno o varios sistemas integrados a escala regional que abarquen dos o más Estados para la asignación de capacidad y la verificación de la seguridad de la red.

En nuestro país, en relación con la supervisión de los aspectos sobre seguridad del suministro, actualmente la CNE, en cumplimiento de la disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, apartado tercero, función decimoctava, y a solicitud del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, desarrolla anualmente un Informe Marco sobre el seguimiento del sistema gasista. Este informe analiza la operación y gestión del sistema gasista durante el ejercicio anterior, el estado de construcción de las infraestructuras incluidas en la Planificación y la adecuación de las mismas en relación con el balance oferta-demanda para los siguientes 5 años, incluyendo una previsión de dicha oferta y demanda, así como un estudio sobre la calidad y mantenimiento de las instalaciones. Este informe, u otro de similar contenido, permitiría dar cumplimiento a las obligaciones de supervisión que introduce el artículo 5 de la Directiva. La nueva Directiva fija un plazo para comunicar esta información a la Comisión Europea que deberá realizarse a más tardar el 31 de julio de cada año.

Por otro lado, es de destacar que la Ley 34/1998 crea, en su artículo 52, la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES), que tiene por objeto la constitución, mantenimiento y gestión de las reservas estratégicas y el control de las existencias mínimas de productos petroleros y gas natural (art. 100 de la misma Ley). La Directiva 2009/73/CE también obliga a la coordinación de medidas nacionales de emergencia, el desarrollo de interconexiones y la asistencia mutua. A este respecto, la Ley 34/1998 recoge disposiciones de carácter general en sus artículos 98 a 101. Estas disposiciones son desarrolladas por el Real Decreto 1716/2004, modificado por el Real Decreto 1766/2007, que contempla la firma de acuerdos con otros Estados miembros para el mantenimiento de las existencias mínimas de gas (artículo 11). En consecuencia, **parecería conveniente la modificación de la normativa nacional vigente con el fin de introducir directrices respecto a la coordinación y medidas de emergencia**, aunque dichas directrices y medidas dependan finalmente de lo dispuesto finalmente en el Reglamento sobre seguridad de suministro, actualmente en elaboración, una vez sea aprobado por la Comisión Europea.

Para finalizar, sobre la promoción de la cooperación ente autoridades reguladoras y entre transportistas y el fomento de la convergencia legal, reglamentaria y técnica, es de señalar que si bien no existe una normativa de referencia en la legislación española,

los avances en este sentido, y en concreto en cuanto a la convergencia, se están produciendo dentro del grupo de trabajo de ERGEG denominado Iniciativa Regional del Sur de Gas, que integra a los países de Portugal, España y Francia.

### **3.4 AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EDIFICIOS**

A la fecha de redacción de este documento, existe una propuesta preliminar de Directiva para la revisión de la Directiva 2002/91/CE<sup>84</sup>. Se estima que en los edificios se utiliza el 40% de la energía primaria total consumida en Europa<sup>85</sup>, y la Comisión Europea pretende modificar la Directiva de 2002 para alcanzar el objetivo de mejora de la eficiencia energética en un 20% en el año 2020, con respecto al escenario de evolución tendencial actual. Con este mismo fin, está previsto que durante el año 2010 se revise el Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética, que data de 2006.

La Directiva 2002/91/CE afecta tanto a edificios nuevos como existentes en la UE, y tiene por objetivo fomentar el rendimiento de la energía consumida en dichos edificios, alcanzando asimismo un alto nivel de eficacia en los costes incurridos. Para lograrlo, adopta una serie de medidas, tales como el establecimiento de una metodología de cálculo de la eficiencia, una serie de requisitos mínimos a satisfacer, e introduce los procedimientos de certificación energética y la obligación de inspeccionar determinados elementos integrantes de los sistemas de climatización de los edificios.

La Directiva 2002/91/CE se transpone mediante: (1) el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación, (2) el Real Decreto 47/2007, de 19 de enero, por el que se aprueba el Procedimiento Básico para la certificación de eficiencia energética de edificios de nueva construcción, y (3) el Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios (RITE), incorporando a nuestro ordenamiento todas las exigencias relativas a los requisitos de eficiencia energética en edificios.

---

<sup>84</sup> Directiva 2002/91/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de diciembre de 2002, relativa a la eficiencia energética de los edificios.

<sup>85</sup> Más información sobre iniciativas comunitarias para el fomento de la eficiencia energética en edificios en la página [www.buildup.eu](http://www.buildup.eu).

Adicionalmente, cabe destacar la Estrategia de ahorro y Eficiencia Energética en España (E4). La E4 abarca el horizonte 2004-2012 y se materializa mediante diversos planes de acción; en julio de 2007 se estableció el último plan, ahora vigente, válido para el periodo 2008-2012.