INSTITUTO DE CIÊNCIAS JURÍDICO-POLÍTICAS

Actas do Colóquio
Ambiente & Energia

Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa
Dias 20 e 21 de Outubro de 2010

Organização de Carla Amado Gomes e Tiago Antunes

Com o apoio de

Fundação Luso-Americana para o Desenvolvimento
Carlos de Sousa e Brito & Associados, Sociedade de Advogados

INSTITUTO DE CIÊNCIAS JURÍDICO-POLÍTICAS

Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa

Actas do Colóquio
Ambiente & Energia

Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa
Dias 20 e 21 de Outubro de 2010

Organização de Carla Amado Gomes e Tiago Antunes

Com o apoio de

Fundação Luso-Americana para o Desenvolvimento
Carlos de Sousa e Brito & Associados, Sociedade de Advogado

Edição:

INSTITUTO DE CIÊNCIAS JURÍDICO-POLÍTICAS

www.icjp.pt

Abril de 2011

Faculdade de Direito de Lisboa

Alameda da Universidade
1649-014 Lisboa

E-Mail: icjp@fd.ul.pt

ISBN: 978-989-97410-3-4

NOTA DE APRESENTAÇÃO

O Direito do Ambiente tem com o Direito da Energia fronteiras muito próximas. Praticamente todos os recursos naturais têm potencial energético, eléctrico ou motriz, dualidade que gera desde logo grande afinidade.

A alteração, nos anos '70 do século passado, do paradigma da infinitude para o paradigma da finitude e iminente escassez de recursos energéticos acentuou a aliança natural entre estes domínios, trazendo para a ribalta o aproveitamento de novas formas de energia produzida a partir de fontes renováveis. O aquecimento global e a necessidade de reduzir o índice de gases com efeito de estufa na atmosfera reforçaram ainda mais intensamente o imperativo de transformação dos modelos de produção de energia.

Na Comunicação ao Parlamento Europeu e ao Conselho de 31 de Janeiro de 2011 [COM (2011)31 final: Renewable Energy: Progressing towards the 2020 target], a Comissão Europeia sublinha a importância de cumprimento das metas de produção de energia a partir de fontes renováveis (vinculativas a partir da nova directiva de 2009), a aposta na incorporação de biocombustíveis no sector dos transportes e o incremento da eficiência energética, garantindo o indispensável apoio financeiro a esta monumental operação de reconversão energética.

A actualidade e novidade destas matérias justificaram a promoção do Colóquio Ambiente & Energia pelo Instituto de Ciências Jurídico-Políticas, tendo mais uma vez contado com o apoio da Fundação Luso-Americana para o Desenvolvimento, instituição à qual se agradece. O encontro teve lugar nos dias 20 e 21 de Outubro de 2010, no Auditório da Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa.

São algumas das intervenções produzidas nesse encontro, que reuniu académicos portugueses, espanhóis, brasileiros e ingleses, que aqui se publicam, para que a valiosa informação veiculada possa ter ampla divulgação pelos práticos, estudiosos e curiosos interessados neste tema.

Os coordenadores deixam aqui os seus agradecimentos a todos os oradores que intervieram no Colóquio, bem assim como ao público presente que, com as suas questões alimentou e enriqueceu o debate.

Uma palavra final é devida à Dr.ª Telma Oliveira, Secretária do ICJP, pela dedicação e empenho que sempre coloca na realização dos eventos promovidos pelo Instituto, muito contribuindo para o seu sucesso.

Lisboa, Março de 2011

Os organizadores,

Carla Amado Gomes
Tiago Antunes

ÍNDICE

Programa do Colóquio sobre Ambiente e Energia
Organização: Prof.ª Doutora Carla Amado Gomes e Dr. Tiago Antunes

A Directiva sobre captura e sequestro de carbono
Prof. Doutor Iñigo Sanz Rubiales

Garantias de origem: em direcção a um mercado europeu de certificados verdes?
Dr. Tiago Antunes

Energia nuclear: uma alternativa?
Dr. Miguel Ferro

Os biocombustiveis no Direito da União Europeia
Profª Doutora Carla Amado Gomes

Os biocombustiveis no Brasil
Prof. Doutor José Rubens Morato Leite

Regime jurídico da mobilidade eléctrica (MOBI-e)
Dr. João Dias

Eficiência energética, sector imobiliário e ambiente
Mestre Miguel Raimundo

Estabilidade do sistema remuneratório das centrais eólicas
Mestre Rui Chancerelle de Machete

A produção de energia em ambiente marinho
Mestre Marisa Caetano Ferrão

Regime jurídico da co-geração
Dr. Rui Lanceiro

Regime jurídico da micro-geração
Mestre António Leitão Amaro

voltar ao índice

voltar ao índice

CONFERÊNCIA SOBRE AMBIENTE E ENERGIA

Dias 20 e 21 de Outubro de 2010
Faculdade de Direito de Lisboa

Com o apoio de

Fundação Luso-Americana para o Desenvolvimento
Carlos de Sousa e Brito & Associados, Sociedade de Advogados

Programa

Dia 20

10H00 - Sessão de abertura, com a presença do Presidente do ICJP, Prof. Doutor Jorge Miranda

A política energética: uma política ao serviço do ambiente?
Prof. Doutor Carlos Zorrinho (Secretário de Estado da Energia e da Inovação)

10H45- 1.ª Sessão

A mudança do paradigma energético e a luta contra as alterações climáticas
Dr. Nuno Lacasta (Coordenador do Comité Executivo da Comissão para as Alterações Climáticas)

A Directiva sobre captura e sequestro de carbono
Prof. Doutor Iñigo Sanz Rubiales (Faculdade de Direito da Universidade de Valladolid)
Moderador: Prof. Doutor Vasco Pereira da Silva

Pausa para almoço

14H30 – 2.ª Sessão

A produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis no Direito da União Europeia
Prof. Dr. Angus Johnston (Senior Law Fellow and CUF Lecturer, University College, University of Oxford)

voltar ao índice

Auxílios de Estado e energias renováveis
Prof.ª Doutora Paula Vaz Freire (Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa)
Moderador: Dr. Tiago Antunes

16H00 Pausa para café

16H30 – 3.ª sessão

Garantias de origem: em direcção a um mercado europeu de certificados verdes?
Dr. Tiago Antunes (Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa)

Ecoeficiência e negawatts: o mercado da poupança energética
Prof. Doutor Gabriel Real Ferrer (Faculdade de Direito da Universidade de Alicante)
Moderadora: Prof. Doutora Carla Amado Gomes

18H30 – 4.ª Sessão

Mesa redonda - Energia nuclear: uma alternativa?
Dr. Miguel Ferro (Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa)
Prof. Doutor Francisco Ferreira (Quercus)
Eng.º Pedro de Sampaio Nunes (Ex-Secretário de Estado da Economia e da Inovação; Administrador da Greencyber)

Dia 21

10H00 – 5.ª Sessão

Os biocombustiveis no Direito da União Europeia
Profª Doutora Carla Amado Gomes (Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa)

Os biocombustiveis no Brasil
Prof. Doutor José Rubens Morato Leite (Faculdade de Direito da Universidade Federal de Santa Catarina)
Moderador: Mestre Miguel Raimundo

11H00 Pausa para café

11H30 – 6.ª Sessão

Regime jurídico da mobilidade eléctrica (MOBI-e)
Dr. João Dias (Coordenador do Gabinete para a Mobilidade Eléctrica)

Eficiência energética, sector imobiliário e ambiente

voltar ao índice

Mestre Miguel Raimundo (Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa)
Moderador: Prof. Doutor José Rubens Morato Leite

Pausa para almoço

14H30 – 7.ª Sessão

Energias renováveis e project finance
Mestre Pedro Siza Vieira

Estabilidade do sistema remuneratório das centrais eólicas
Dr. Rui Chancerelle de Machete
Moderadora: Profª Doutora Carla Amado Gomes

16H00 Pausa para café

16H30 – 8.ª Sessão

Barragens e concessão do domínio público hídrico
Prof. Doutor Pedro Gonçalves (Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra)

A produção de energia em ambiente marinho
Drª Marisa Caetano Ferrão, Mestre pela FDUL e doutoranda da Católica
Moderador: Dr. Rui Lanceiro

18H00 - 9ª Sessão

Regime jurídico da co-geração
Dr. Rui Lanceiro (Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa)

Regime jurídico da micro-geração
Mestre António Leitão Amaro (Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa)
Moderador: Dr. Tiago Antunes

Encerramento

voltar ao início do texto

voltar ao índice

voltar ao índice

La captura y almacenamiento de carbono en la Directiva 2009/31, de 23 de abril de 2009

Iñigo Sanz Rubiales

Professor de la Facultad de Derecho
de la Universidad de Valladolid

1. LA TECNOLOGÍA CCS (*CARBON CAPTURE AND STORAGE*) Y SU IMPORTANCIA PARA EL LOGRO DE LOS OBJETIVOS DE KIOTO

La CCS (*carbon capture and storage*) es una técnica que consiste en capturar el dióxido de carbono emitido por una determinada instalación, transportarlo e inyectarlo en un emplazamiento subterráneo dentro de una formación geológica adecuada con vistas a su almacenamiento permanente.

No es posible alcanzar los objetivos comunitarios de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero únicamente mediante la aplicación del mercado de emisiones. Como señala el Informe Stern, incluso en el caso de que se potencien más aún las energías renovables o las tecnologías bajas en carbón, los combustibles fósiles seguirán representando más del 50% del suministro energético global para el 2050, por lo que la tecnología CCS parece prácticamente imprescindible para alcanzar los ambiciosos objetivos de reducción de emisiones a los que se ha comprometido la Unión Europea. De ahí que la Comunidad Europea haya incluido en el paquete "*energía y cambio climático*" la Directiva 2009/31/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 *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* (DOUE de 6 de mayo de 2009). Esta Directiva viene a regular el régimen jurídico de las novedosas instalaciones de almacenamiento

voltar ao índice

subterráneo de CO2 en la Unión Europea, y que deberá ser transpuesta por los Estados miembros antes del 25 de junio de 2011 (art. 39).

La CCS se puede configurar como una técnica "de transición", tal y como la califica la propia Directiva comunitaria que no pretende reducir en ningún caso el apoyo a las políticas de ahorro energético, de fomento de energías renovables y de estímulo de tecnologías de bajo consumo de carbono (cdo. 4 Directiva). Pero hay importantes razones que justifican el recurso a esta tecnología: razones de seguridad de abastecimiento (con referencia, en especial, a la utilización de carbón europeo): una de las finalidades de la potenciación de las renovables en el ámbito de la UE es la reducción de la dependencia exterior, especialmente respecto de países políticamente inestables, que podrían colapsar la economía europea mediante la adopción de decisiones políticamente desacertadas; razones económicas: muchas de las centrales térmicas hoy en funcionamiento todavía no se han amortizado, y debería dárseles unos plazos suficientemente amplios para lograr recuperar las inversiones realizadas, haciéndolo compatible –en la medida de lo posible- con la adopción de medidas para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en el territorio europeo.

De acuerdo con todo lo anterior, si conviene utilizar esta tecnología en el ámbito europeo, se necesita una regulación adecuada. Sin esta Directiva faltaría la seguridad jurídica necesaria para saber cuál era la normativa aplicable a todos los aspectos de este tipo de proyectos. Esta regulación técnica debe completarse –la Directiva alude a ello- con estímulos convenientes, que permitan rentabilizar este tipo de instalaciones, extraordinariamente caras.

2. EL STATUS JURÍDICO DEL TITULAR DEL PROYECTO

Desde un punto de vista jurídico, los problemas a los que se enfrenta la tecnología CCS son, además de la regulación propiamente dicha, los relativos a la existencia de una obligación o de un derecho a realizar la actividad y a la titularidad de las instalaciones y lo referido a la responsabilidad por el funcionamiento de éstas. Se centran, estos problemas, en los denominados

"titulares" de la instalación, esto es, en aquellos que explotan o controlan el emplazamiento de almacenamiento.

2.1. LA CCS NO ES OBLIGATORIA

Durante el proceso previo a la presentación de la propuesta de Directiva, la Comisión introdujo, en su "proyecto de marco reglamentario" que presentó en una reunión a gran escala con los principales interlocutores (el 8 de mayo de 2007), una disposición que establecía la CCS como obligatoria a partir de una cierta fecha. Como recuerda la propia Comisión en la Exposición de Motivos de la propuesta definitiva, la obligatoriedad de la tecnología CCS fue bien recibida por algunos de los consultados (principalmente ONG) y cuestionada por otros, que argüían que la tecnología no estaba lo suficientemente desarrollada como para imponerla obligatoriamente y que dicha imposición podía tener consecuencias impredecibles. Como consecuencia de esta oposición, la Comisión evaluó las posibles implicaciones económicas, sociales y medioambientales y decidió posponer *sine die* la obligatoriedad de la técnica, tal y como señala la Exposición de Motivos de la Propuesta de Directiva, n. 2..

Por lo tanto, los actuales titulares de las instalaciones industriales emisoras de CO2 no están obligados a implantar estos mecanismos; para los futuros tampoco se ha fijado un *dies a quo* de exigencia de implantación: únicamente se imponen obligaciones de evaluación y de las reservas de espacio para las correspondientes instalaciones que la Directiva exige a aquellos grandes emisores que obtengan la primera licencia de construcción regulada en la Directiva 2001/80 con posterioridad a la entrada en vigor de la Directiva 2009/31 (art. 33 de la Directiva 2009/31).

2.2. NATURALEZA JURÍDICA DEL PERMISO DE ALMACENAMIENTO

El nombre utilizado por la Directiva, "permiso", tiene connotaciones "autorizatorias", como de hecho establece la definición de permiso de almacenamiento utilizada por la Directiva (art. 3.11): "decisión o decisiones escritas y razonadas por las que se *autoriza* el almacenamiento geológico de

CO2 en un emplazamiento de almacenamiento por parte del titular y se especifican las condiciones en las que debe realizarse, expedidas por la autoridad competente de conformidad con las disposiciones de la presente Directiva"; sin embargo, lo cierto es que dicho "permiso" previsto por la Directiva, puede plasmarse en instrumentos jurídicos estatales diferentes, en función del ordenamiento jurídico aplicable en cada Estado miembro; falta, en el Derecho comunitario ambiental, un rigor dogmático suficiente que permita identificar con una única técnica de Derecho interno los términos utilizados por la norma europea.

Como se vio mas arriba, la demanialización de los almacenes subterráneos que ha realizado la Ley española es coherente con la exigencia de concesión demanial para la utilización exclusiva de dichos espacios a efectos de almacén de dióxido de carbono; la posición del solicitante ante una concesión y una autorización es netamente diferente: recuérdese que las concesiones son constitutivas del derecho concedido, mientras que las autorizaciones son, en principio, meramente declarativas del derecho preexistente en el patrimonio del peticionario, sin perjuicio de la existencia de otras diferencias.

De esta forma, la habilitación para utilizar una formación geológica apta para ello como almacén de dióxido de carbono viene dada, en el ordenamiento jurídico española, por una "concesión de almacenamiento", tal y como lo prevé la ley (arts. 4.11 y 10). Como señala este último precepto (párrafo 1º):

> "El almacenamiento de CO2 *requerirá la obtención de una concesión* otorgada con arreglo a este capítulo. Las concesiones de almacenamiento conferirán a su titular el *derecho en exclusiva a almacenar CO2 en el lugar de almacenamiento*. Ningún lugar de almacenamiento podrá ser utilizado para el almacenamiento de CO2 sin que sobre el mismo se haya otorgado la correspondiente concesión con arreglo a esta Ley".

Así, parece evidente que lo que la Directiva 2009/31 denomina "permisos de almacenamiento" son, en derecho español, auténticas concesiones demaniales, derechos reales muy próximos a la propiedad en cuanto a las facultades ejercitables sobre ellos, aunque limitados por la titularidad pública y limitados por la indisponibilidad.

voltar ao índice

Hay que entender, en definitiva, que "permiso" es, en la Directiva, un instrumento jurídico-administrativo cuya obtención se configura como *conditio sine qua non* para el ejercicio válido de la actividad. La preexistencia o no del derecho a su obtención, la mayor o menor libertad del ejercicio de esa actividad importa poco: aquí la soberanía del Estado se reconoce sin ambages por la propia Directiva (art. 4.1), que recuerda que el Estado tiene "derecho" (debería decir "potestad") a permitir o no el establecimiento de almacenes subterráneos de CO2 y a determinar, en su caso, la ubicación de éstos:

> "Los Estados miembros mantienen el derecho de decidir las zonas en las que podrán situarse los emplazamientos de almacenamiento, de conformidad con los requisitos de la presente Directiva. *Este derecho incluye el derecho de los Estados miembros a no permitir almacenamiento alguno en partes de su territorio o en la totalidad del mismo*"..

En lo que se refiere a los depósitos subterráneos de CO2, la discrecionalidad estatal opera *ex ante* (puede o no permitir en su territorio la existencia de este tipo de estructuras); pero si admite dicha posibilidad, la configuración legal del procedimiento se convierte en una actuación reglada, más próxima en la práctica a las autorizaciones que a las concesiones.

2.3. LAS GARANTÍAS FINANCIERAS EXIGIBLES AL TITULAR

La Directiva, con una deficiente sistemática articula dos tipos de garantías financieras que corren a cargo del titular de la instalación:

a) *La "garantía financiera" propiamente dicha (art. 19 Directiva).*

En la solicitud del permiso de almacenamiento se debe presentar la prueba de la constitución de esta garantía financiera (art. 7.10). Y debe adaptarse periódicamente a la luz de los cambios en el riesgo de fuga y de los precios de los derechos de emisión.

Cubre, por una parte, los riesgos de fuga y el cumplimiento de las obligaciones impuestas por el permiso o por la autoridad competente durante el desarrollo de la actividad de almacenamiento; en el caso de cierre del emplazamiento, cubrirá las obligaciones del titular hasta la transferencia de responsabilidad a

la autoridad competente; y, en el caso de retirada del permiso, debe servir para financiar el funcionamiento de la instalación hasta la expedición de un nuevo permiso (art. 19.3).

b) El "mecanismo financiero" del art. 20

El llamado "mecanismo financiero" es otra garantía a la que se le ha cambiado el nombre dejando el apellido, y cuya existencia autónoma no resulta suficientemente justificada a la luz de la redacción de la Directiva. De hecho, no se preveía en la propuesta de Directiva y se añadió –cambiando así el criterio original de asunción de los costes tras la transferencia de la responsabilidad- durante la tramitación de ésta, lo cual puede justificar la falta de estudio suficiente de su ubicación sistemática.

El art. 20 se refiere a una "contribución financiera" que se hace a la autoridad competente antes de que se produzca la transferencia de responsabilidad en situaciones normales y que se destina a cubrir el seguimiento de la instalación y, en su caso, los costes necesarios para garantizar el confinamiento completo y permanente del CO2 tras la transferencia y por un periodo de 30 años. No deja de sorprender que tras la "*transferencia de responsabilidad*" el titular siga siendo responsable (económicamente) de la supervisión.

El objeto, en ambos casos (mecanismo y garantía) es parcialmente el mismo –cubrir los costes de supervisión- pero aplicado en momentos diversos. Por eso, la principal diferencia con la garantía *stricto sensu* es, más que el objeto, el momento de su constitución: mientras que ésta debe constituirse antes de la solicitud del permiso, la contribución del "mecanismo" debe hacerse antes de la transferencia de responsabilidad.

2.4. EL DERECHO DE ACCESO DE TERCEROS A LA RED DE TRANSPORTE Y AL ALMACENAMIENTO

Sorprendentemente, son escasas las alusiones de la Directiva al transporte de dióxido de carbono. Dedica a ello únicamente un precepto, el art. 21, relativo al "*acceso a la red de transporte y a los emplazamientos de almacenamiento*".

voltar ao índice

Se impone a los Estados la obligación de garantizar el acceso de terceros a las redes y a los emplazamientos de almacenamiento. Esta técnica (*Third Party Access*, TPA) ha venido siendo aplicada ya por la normativa comunitaria en materia de energía (electricidad o gas). No cuestiona ni impone la titularidad pública o privada de dichas instalaciones. Simplemente afirma el derecho de acceso de todos a ellas, incluso en el caso de que sean privadas. Habrá que estar, en este caso, a lo que especifique el ordenamiento jurídico interno, que será el que determine la normativa aplicable a la red (y en su caso, al emplazamiento) y las condiciones de construcción y utilización de ambos.

Rigen, así, los mismos principios que para las redes de abastecimiento energético, de acuerdo con lo que viene estableciendo el derecho comunitario en materia de servicios abiertos a la competencia, por estrictas razones de eficiencia. De hecho, como afirma la Directiva (cdo n. 38), "el acceso a las redes de transporte y a los emplazamiento de CO2, con independencia de la ubicación geográfica de los usuarios potenciales en la Unión podría condicionar la entrada o la competitividad en el *mercado interior de la electricidad y de la energía*". Se impone, por lo tanto, el acceso abierto a todos, de forma transparente y no discriminatoria, para no distorsionar el mercado interior de la electricidad.

El titular de la red (o del permiso de almacenamiento) únicamente podrá denegar el acceso de terceros por razones de falta de capacidad y de forma motivada. Pero esa misma causa de denegación se configura como supuesto de hecho para la realización de las mejoras necesarias en la red o en el emplazamiento para posibilitar precisamente ese acceso, siempre que sea económicamente viable (a cargo de los potenciales clientes) y que no implique daños al medio ambiente.

Los eventuales conflictos que puedan surgir en relación con el acceso a la red de transporte y a los emplazamientos deberán resolverse por mecanismos de solución de conflictos instaurados por los Estados miembros al transponer la Directiva, mecanismos entre los que se debe incluir una autoridad independiente de las partes con acceso a toda la información pertinente (art. 22.1); parece lógico pensar que esta autoridad bien podría ser la que tenga competencias en materia de mercado de la energía, a la luz de la vinculación (señalada más arriba, cdo 38 de la Directiva) entre el acceso a las redes de

transporte y a los emplazamientos de almacenamiento y el buen funcionamiento del mercado interior de la electricidad y de la energía.

2.5. LOS PROYECTOS CCS CON EFECTOS TRANSFRONTERIZOS

Las formaciones geológicas no tienen por qué coincidir en su extensión con el territorio de los Estados: de hecho, es previsible que haya formaciones geológicas "transfronterizas", comunes (como algunos acuíferos subterráneos) a varios Estados.

Para el supuesto de uso compartido de la formación geológica, la Directiva contiene un artículo específico (que incluye también el transporte compartido), en el que se remite a la propia normativa comunitaria. En efecto, el art. 24, relativo a la cooperación transfronteriza, establece:

> "En caso de transporte transfronterizo y de emplazamientos o complejos de almacenamiento transfronterizos de CO2, las autoridades competentes de los Estados miembros *cumplirán conjuntamente los requisitos de la presente Directiva y todas las demás disposiciones de la normativa comunitaria pertinente*".

La Directiva no señala más sobre la manera de cumplir conjuntamente los requisitos. Pero no hay óbice para lograr que el cumplimiento conjunto de los requisitos de la Directiva se pueda apoyar en convenios específicos y ser gestionado, en su caso, por órganos, con o sin personalidad jurídica, de acuerdo con las previsiones convencionales y de la propia Comunidad Europea. No parece muy alejada de la realidad la posibilidad de utilizar los instrumentos de cooperación transfronteriza o territorial, en general, creados en el ámbito del Consejo de Europa o por el Derecho comunitario para la gestión conjunta de infraestructuras de este tipo (fundamentalmente, las Agrupaciones Europeas de Cooperación Territorial, reguladas por el Reglamento comunitario 1082/2006).

Al margen de lo anterior, la alusión a la normativa comunitaria pertinente se refiere, entre otras cosas, a la aplicación del Convenio de *Spoo* sobre evaluación ambiental transfronteriza, de 1991, tal y como lo recoge la Directiva (modificada) 85/337 de Evaluación de Impacto Ambiental tras la reforma operada por la Directiva 97/11, de 3 de marzo (art. 7).

voltar ao índice

Finalmente, la Directiva prevé la posible existencia de litigios por la denegación de acceso de terceros de otro Estado miembro a las redes de transporte y/o a los emplazamientos de almacenamiento. En estos casos, deberán aplicarse los mecanismos de solución previstos por el ordenamiento del Estado en cuyo territorio se encuentre dicha red o emplazamiento. Y si participan varios Estados en la red o el emplazamiento, los Estados afectados se concertarán para garantizar la aplicación de la Directiva (art. 22.2). En este último caso se pone de manifiesto nuevamente la utilidad de la creación de organismos para la cooperación transfronteriza.

3. EL CONTROL DEL ALMACENAMIENTO DE CO2

La Directiva 2009/31 se centra y desarrolla con cierta exhaustividad los aspectos jurídicos del almacenamiento y cierre del emplazamiento y el post-cierre, aunque dedica escasos preceptos a la regulación de la captura y el transporte.

3.1. LAS LIMITADAS ALUSIONES AL RÉGIMEN DE CAPTURA Y TRANSPORTE DE CO2

El título de la Directiva es suficientemente expresivo: se refiere al almacenamiento de CO2. Únicamente con carácter marginal establece algunas previsiones normativas relativas a la captura y al transporte.

Alude, en concreto, a la captura y al transporte al definir (art. 3) algunos términos utilizados por la Directiva, como "flujo de CO2", que es el flujo de sustancias resultante de la captura de CO2 (n. 13) y "red de transporte", que es la red de tuberías, incluidas las estaciones de bombeo correspondientes, para el transporte de CO2 al emplazamiento de almacenamiento (n. 22).

A través de la modificación de la Directiva 2008/1 (operada por el art. 37), *relativa a la prevención y control integrados de la contaminación*, incluye entre las instalaciones sometidas a ésta la *captura de CO2* con fines de almacenamiento geológico cuando emanen de instalaciones ya sometidas a dicha Directiva (n. 6.9 del anexo III). Así se asegura el tratamiento unitario de la captura y de la combustión cuyas emisiones reconduce.

voltar ao índice

Además, mediante la modificación de la Directiva 2001/80 (actuada por el art. 33), relativa a la *limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión*, se prevé la imposición de un requisito adicional para poder autorizar nuevas grandes instalaciones de combustión (art. 9 bis); los titulares de éstas deberán evaluar la disponibilidad de emplazamientos de almacenamiento adecuados, de instalaciones de *transporte de CO2* viables y de la accesibilidad económica y técnica de la captura, y la autoridad competente deberá a su vez asegurar que se reserva suficiente espacio en la instalación para la *captura y compresión del dióxido de carbono*, como condición previa al otorgamiento de la autorización.

Por otra parte, al solicitante del permiso de almacenamiento se le exige la indicación de la fuente originaria (de la captura), del método de transporte del CO2 y del flujo de éste (art. 7.4); mientras que el permiso concedido impone requisitos respecto a la composición y al procedimiento de aceptación del flujo (arts. 9.4 y 12).

Finalmente, la Directiva dispone el derecho de acceso de terceros a la red de transporte y a la utilización de los almacenes subterráneos y algunos criterios para la resolución de los eventuales conflictos que puedan surgir (art. 21 de la Directiva, vid. *supra,* n. 2.3).

3.2. EL PERMISO DE ALMACENAMIENTO

3.2.1. PROCEDIMIENTO

A. EL PREVIO "PERMISO DE EXPLORACIÓN"

Según la Directiva (art. 3.9), el "permiso de exploración" es "*la decisión escrita y razonada por la que se autoriza la exploración y se especifican las condiciones en las que debe realizarse, expedida por la autoridad competente de conformidad con las disposiciones de la presente Directiva*".

Según el art. 5.2, los permisos de exploración deben concederse o denegarse en procedimientos abiertos a todas las entidades con capacidad suficiente y "*sobre la base de criterios objetivos, publicados y no discriminatorios*".

voltar ao índice

Este permiso, auténtica autorización, otorga un derecho exclusivo de exploración que no impide otros eventuales usos compatibles con él, pero sí los usos incompatibles o "conflictivos" en la terminología de la Directiva (art. 5.4). El otorgamiento debe señalar el periodo máximo para llevar a cabo las actividades autorizadas (sin perjuicio de que la Administración pueda ampliar unilateralmente la validez del permiso cuando se demuestre insuficiente el plazo: art. 5.3).

La Directiva dispone que, aunque se debe garantizar que los procedimientos de concesión de permisos de almacenamiento estén abiertos a la competencia y que las concesiones se sometan a "criterios objetivos, públicos y transparentes" (art. 6.2), se debe priorizar dicha concesión a los titulares del previo permiso de exploración (art. 6.3):

> "Sin perjuicio de los requisitos de la presente Directiva, se dará prioridad a la concesión de un permiso de almacenamiento para un emplazamiento determinado al titular del permiso de exploración de dicho emplazamiento (…)".

Aunque pueda resultar aparentemente incompatible la apertura a la competencia y los criterios objetivos con la preferencia por los titulares de los permisos de exploración, lo cierto es que esta mecánica responde a un *modus operandi* usual del derecho minero. Se trata de recompensar el esfuerzo inversor realizado por aquél que ha buscado –y encontrado- los recursos necesarios cuya explotación se abre.

B. EL DICTAMEN DE LA COMISIÓN

De acuerdo con el texto de la Directiva, corresponde al Estado el otorgamiento de los correspondientes permisos para la investigación y el almacenamiento de dióxido de carbono (arts. 6-8 Directiva 2009/31).

La Comunidad Europea no es competente para autorizar estas instalaciones, no otorga permisos para ello; es cierto que la Comisión, en el proyecto de marco normativo del secuestro de carbono (previo a la propuesta de Directiva), se auto-otorgaba competencias para aceptar o rechazar las propuestas de los Estados sobre el otorgamiento de permisos; pero este

planteamiento generó inquietud en algunos interlocutores, por razón de su difícil encaje con los principios de subsidiariedad y proporcionalidad, lo que llevó a mantener una evaluación (dictamen) en manos de la Comisión, pero garantizando a los Estados la última palabra. En efecto, lo único que puede hacer la institución europea en el procedimiento de otorgamiento de permisos de almacenamiento es emitir el dictamen relativo a la solicitud presentada que el Estado receptor debe comunicarle (art. 10 Directiva 2009/31). Pero este dictamen no sólo no es vinculante ("La Comisión podrá emitir un *dictamen no vinculante*..)", sino que tampoco es preceptivo ("podrá"; "si la Comisión decide no emitir dictamen…"): lo único preceptivo es la comunicación, por parte del Estado, de la solicitud recibida de permiso de almacenamiento, pero no el correspondiente informe de la Comisión.

¿Cuál es el posible contenido del dictamen de la Comisión? La Directiva, sorprendentemente, no lo señala, potenciando así la inseguridad jurídica. Pero lo señalaba la propia Comisión en la Exposición de Motivos de la Propuesta de Directiva (n. 3 *in fine*), "el examen de los permisos por parte de la Comisión se justifica porque ello reforzará la confianza en la *seguridad* de la primera generación de emplazamientos de almacenamiento y por la *experiencia* que se obtendrá en relación con la caracterización y el seguimiento de los emplazamientos". Se trata, por lo tanto, de un informe centrado en aspectos técnicos de la instalación.

El Estado miembro no está vinculado por el dictamen de la Comisión, pero si ésta lo emite y la decisión sobre el otorgamiento o no del permiso difiere de lo señalado en el dictamen, el Estado deberá motivar esa discrepancia, tal y como establece el art. 10.2 de la Directiva, en la línea del Derecho interno. Estamos, así, ante el ejercicio peculiar de la función de control de la Comisión sobre la aplicación del Derecho comunitario, en virtud de la cual dispone de la potestad de obtener información directamente de los Estados miembros sobre los supuestos de hecho habilitantes de la actuación administrativa estatal de ejecución del Derecho comunitario; y a los Estados se les impone la obligación de remitir las correspondientes informaciones a la Comisión.

voltar ao índice

3.2.2. CONTENIDO

Entre las características que deben señalarse y que impone la Directiva destaca el carácter escrito y motivado de la decisión ("decisión o decisiones escritas y razonadas": art. 3.11), lo que permite reconocer la posibilidad de existencia de un cierto margen de discrecionalidad en su emisión. Además, el permiso debe incluir, según la Directiva, las condiciones en que debe realizarse el almacenamiento (art. 3.11).

El contenido del permiso está condicionado por la propia solicitud; en este sentido, los arts. 7 y 9 deben leerse conjuntamente, porque el primero (contenido de la solicitud) determina en buena medida el alcance del segundo (contenido del permiso). En concreto, según el art. 7, el solicitante, además de los datos personales y de la instalación y de la actividad, y otras previsiones de garantía financiera y relativas a la Evaluación de Impacto Ambiental, debe incluir la descripción de las medidas dirigidas a prevenir irregularidades significativas (5), el plan de seguimiento de la actividad (6), las medidas correctoras en caso de fuga o irregularidades significativas (7), un plan provisional post-cierre (8). En consecuencia, el contenido del permiso, según el art. 9, deberá incluir, además de los datos personales, de la instalación y de la actividad, de la regulación de la modificación y retirada de permisos y de la obligación de establecer y mantener la garantía financiera, los siguientes aspectos: requisitos para evitar irregularidades significativas (4), aprobación del plan de seguimiento (5), plan de medidas correctoras aprobado en caso de fugas o irregularidades significativas (6), condiciones de cierre y plan provisional post cierre aprobado (7).

3.2.3. EFECTOS DEL PERMISO Y CONTROL DE LA ACTIVIDAD PERMITIDA

Una vez concedido el permiso de almacenamiento, el titular de la actividad puede llevar a cabo el efectivo almacenamiento de dióxido de carbono en la formación geológica señalada. A él le corresponde el seguimiento de las instalaciones de inyección y de almacenamiento, de acuerdo con el art. 13 (el seguimiento debe ir acompañado de la presentación –al menos anual- de los correspondientes informes dirigidos a la autoridad pública competente sobre el funcionamiento de las instalaciones -art. 14- y de la notificación de fugas o

irregularidades significativas, cuando se produzcan -art. 16.1-), y el ejercicio de la obligación de informar a la autoridad competente en diversas situaciones, y todo ello sin perjuicio de la potestad inspectora administrativa (art. 15). El titular asume la responsabilidad ambiental derivada del funcionamiento de las instalaciones (de acuerdo con las previsiones de la Directiva 2004/35) y la llamada "responsabilidad por daños al clima", de acuerdo con la Directiva 2003/87 y su modificación.

A. LOS SUPUESTOS DE ACTUALIZACIÓN Y RETIRADA DE PERMISOS

Cualquier cambio sustancial de circunstancias en la explotación debe comunicarse a la autoridad competente, que procederá a la actualización o a la emisión de un nuevo permiso (art. 11.1 y 11.2).

Sin embargo, ante determinadas circunstancias, la autoridad podrá decidir, no sólo actualizar el permiso, sino incluso llegar a la retirada (art. 11.3): se refiere, la Directiva, fundamentalmente a incumplimientos graves del condicionado del permiso, a la existencia de fugas o al riesgo de ellas. No queda claro, en la redacción, si la retirada es una opción reconocida *a priori* en estos casos o, simplemente, la última alternativa, la cláusula de cierre del sistema cuando la mera actualización no sirve para evitar daños que se puedan seguir realizando. Parece evidente que la transposición de la Directiva comunitaria debe hacerse a la luz del principio (también comunitario) de proporcionalidad, que exige una adecuación entre el supuesto de hecho y la respuesta jurídica y, específicamente, la aplicación del principio in dubio *pro libertate*, en virtud del cual ante la posibilidad de adopción de diversas medidas para alcanzar un determinado objetivo, deberá elegirse aquélla que sea menos restrictiva para la libertad individual. Dicho de otro modo: la retirada del permiso únicamente podrá aplicarse cuando las demás medidas posibles se demuestren inútiles o innecesarias.

Sorprende, por lo anterior, que la Directiva no haya previsto la posibilidad de suspender temporalmente la actividad de almacenamiento cuando –por las circunstancias del caso concreto- la continuidad de la actividad pudiera producir daños irreparables al medio ambiente o al interés público en general. Ello permitiría reservar con más claridad la retirada del permiso para las

situaciones excepcionales. Cabe entender que la falta de previsión de esta medida provisional en la Directiva no impide al legislador estatal su inclusión en la norma de transposición, junto a la actualización y a la retirada del permiso.

Lógicamente, esta retirada del permiso no es, como tampoco la mera actualización, una sanción administrativa, sino una medida de policía, basada en la seguridad y salubridad públicas (salvaguarda del medio ambiente, fundamentalmente) y adoptadas al margen del procedimiento sancionador. Carecen, así, de carácter retributivo y no cuestionan la culpabilidad del titular.

B. EFECTOS DE LA RETIRADA DEL PERMISO

Si, como consecuencia del cumplimiento de las previsiones del art. 11.3, la autoridad competente procediese a retirar el permiso de almacenamiento de un titular, dispondría de dos posibilidades: cerrar definitivamente el emplazamiento (art. 17.1 c)) o expedir un nuevo permiso de almacenamiento (tal y como reconoce el art. 11.4).

Parece lógico entender que el cierre sólo se podrá adoptar en el caso de que no hubiese otra solución mejor para resolver el problema generado: el cierre debe configurarse como la última opción: no hay que olvidar que el cierre, además de implicar una importante restricción a la libertad de empresa (necesariamente justificada, proporcionada y excepcional) supone que todas las emisiones de dióxido de carbono de la correspondiente instalación van a ir a la atmósfera nuevamente (y no sólo las procedentes de "fugas", si es que las hubo). Es decir, no sólo implica una restricción de derechos individuales, sino también un perjuicio (siempre relativo) al interés general.

En el caso de que opte por la expedición de un nuevo permiso, la autoridad competente deberá tramitar el correspondiente procedimiento administrativo de acuerdo con los principios de publicidad y concurrencia, tal y como establece el art. 6.2 de la Directiva. Ahora bien, ¿qué pasa con las instalaciones de captura, transporte y almacenamiento desde la retirada del viejo permiso hasta la expedición del nuevo permiso? Parece claro que el interés general exige, en la medida de lo posible, que se mantengan en funcionamiento las instalaciones (la retirada del permiso es una medida *intuitu*

personae, que no tendría que afectar propiamente a la continuidad del funcionamiento de la instalación).

En este caso, el art. 11.4 de la Directiva prevé que "hasta que se expida un nuevo permiso, la autoridad competente asumirá temporalmente todas las obligaciones jurídicas relativas a los criterios de admisión cuando haya decidido continuar las inyecciones de CO2, el seguimiento y las medidas correctoras con arreglo a los requisitos establecidos en la presente Directiva, la entrega de los derechos de emisión en caso de fuga (…) y las medidas de prevención y reparación (…). Es decir, la Administración asume la gestión directa de la actividad hasta entonces permitida o autorizada a un titular determinado. Se trata de un "rescate", técnica tradicional aplicable, no sólo a la gestión contractual de servicios públicos, sino también a las concesiones demaniales.

C. LAS MEDIDAS A ADOPTAR EN CASO DE FUGAS

El titular –obligado al seguimiento de la actividad- deberá notificar a la autoridad competente, de forma inmediata, cualquier fuga o irregularidad significativa que se produzca, sin perjuicio de la obligación que le incumbe de adoptar las medidas correctoras necesarias, de acuerdo con el plan aprobado por la Administración incluido en el permiso de almacenamiento (art. 16.1 y 2).

Sin embargo, la Administración competente podrá, además de exigir la adopción de las medidas incluidas en el plan, imponer la adopción de medidas correctoras adicionales (art. 16.3) y está habilitada para adoptar, por sí misma y en cualquier momento las medidas correctoras que estime necesarias. En todo caso, deberá ejecutar subsidiariamente aquellas medidas necesarias que el titular no adopte (art. 16.4).

Cuando la Administración haya adoptado medidas –por el incumplimiento del titular o por su propia incapacidad (p. ej., situaciones de emergencia)- deberá, posteriormente, recuperar del titular los costes asumidos en la ejecución subsidiaria (art. 16.5). De esta forma, se pueden poner en juego varias formas de ejecución forzosa: la ejecución subsidiaria de las obligaciones

de hacer y, en su caso, el apremio sobre el patrimonio para el incumplimiento de las obligaciones de dar.

3.3. CIERRE Y POST-CIERRE: LA TRANSFERENCIA DE LA RESPONSABILIDAD

El cierre de la instalación de almacenamiento, que decreta la autoridad competente, puede derivar de tres causas distintas: el cumplimiento de las condiciones del permiso (p. ej., saturación del emplazamiento), la solicitud del titular (previa autorización de la autoridad competente) o la retirada de un permiso de almacenamiento (art. 17.1).

Si el cierre se basa en las dos primeras causas, el cierre de la instalación no elimina la responsabilidad del seguimiento del titular ni sus obligaciones específicas de hacer, que se siguen manteniendo (art. 17.2), y que deben ajustarse al plan definitivo post-cierre, aprobado sobre la base del plan provisional (cfr., art. 7.8 y 9.7) debidamente actualizado.

Debe señalarse que, mientras que en el primer supuesto (cumplimiento de las condiciones del permiso), la decisión administrativa de cierre es puro ejercicio de una potestad reglada, en el segundo caso (previa solicitud del titular) la situación cambia: la Administración, en principio, gozaría de discrecionalidad en la determinación de la continuidad o no del emplazamiento. Falta una previsión en la Directiva sobre las posibilidades de actuación de la autoridad competente: en efecto, por una parte, la situación económica del titular u otras circunstancias pueden hacer imposible o desaconsejable dicha explotación; por otra, los derechos de terceros (usuarios de la red y del emplazamiento) deben ser protegidos; finalmente, el interés general –plasmado en la conveniencia de evitar emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera- también merece la correspondiente tutela. En definitiva, ante el silencio normativo, la autoridad estatal competente deberá ponderar las diversas circunstancias en juego para adoptar la decisión definitiva, pero el cierre –hay que insistir en ello- no es la única decisión administrativa posible de respuesta a la solicitud del titular.

En estos casos (cierre por las dos primeras causas del art. 17.1, la transferencia definitiva a la Administración competente de la responsabilidad del seguimiento y las obligaciones de hacer impuestas al titular sólo se produce

(por decisión administrativa, de oficio o a instancia del titular) cuando se cumplan los requisitos exigidos por la Directiva: tienen que haber transcurrido al menos veinte años, deben estar retiradas las instalaciones de inyección y el emplazamiento debe haber sido sellado, de tal forma que se pruebe el confinamiento total y permanente del CO2 y, finalmente, se deben haber cumplido las obligaciones financieras del art. 20 de la Directiva (art. 18.1. y 3). Esta transferencia implica la terminación de las inspecciones periódicas y la reducción del seguimiento a un nivel que permita detectar las fugas o irregularidades significativas (art. 18.6). No debe olvidarse, en todo caso, que la supuesta "transferencia de responsabilidad" se hace a costa del mecanismo financiero del art. 20, en virtud del cual el titular sigue sufragando los costes de seguimiento del estado del emplazamiento tras dicho traslado: ¡peculiar transferencia ésta!

Por el contrario, si el cierre viene causado por la retirada del permiso de almacenamiento (constituye, recordémoslo, una de las opciones posibles), la responsabilidad del seguimiento de la actividad pasa a la autoridad competente, pero no la económica, porque los costes en que haya incurrido la Administración los recuperará del titular, haciendo uso de la garantía financiera impuesta por el art. 19 de la Directiva.

4. LA DIRECTIVA "SECUESTRO" Y OTRAS DIRECTIVAS AMBIENTALES

4.1. LAS MODIFICACIONES OPERADAS POR LA DIRECTIVA 2009/31 EN OTRAS DIRECTIVAS AMBIENTALES

La Directiva "secuestro de CO2" conlleva la modificación de un buen grupo de Directivas y de un Reglamento comunitario para lograr la adecuación de éstos a los fines de aquélla. En síntesis, las normas modificadas son las siguientes:

a) La Directiva 85/337, "Evaluación de Impacto Ambiental". La Directiva 2009/31 añade varios proyectos a los listados de proyectos sometidos a evaluación de impacto ambiental; en el anexo I se añaden las instalaciones de captura (si se superan las 1,5 megatoneladas anuales), las de transporte (si

superan los 800 mm de diámetro y los 40 km de longitud y los emplazamientos de almacenamiento regulados por la Directiva 2009/31; en el anexo II (esto es, en el listado de proyectos sometidos a preevaluación o a un régimen de umbrales) se incluyen ahora las instalaciones de captura y transporte de CO2 no incluidos en el anexo I.

La finalidad de esta modificación es que la realización de actividades y la instalación de infraestructuras destinadas a impedir la emisión de gases de efecto invernadero (esto es, un objetivo ambiental claro) no implique a su vez daños al medio ambiente.

b) La Directiva 2000/60, marco de aguas. Se añade un párrafo al art. 11.3 j), relativo a los requisitos mínimos de los Programas de Medidas, de tal forma que se habilita a los Estados miembros a autorizar la inyección de dióxido de carbono en formaciones geológicas. Este añadido reconoce la potestad de autorización de las inyecciones de dióxido de carbono (igual que las de gas natural o GLP) en formaciones que no sean apropiadas para otros fines de forma permanente, y con la cautela de la salvaguarda de la calidad de las aguas subterráneas ("*siempre que dichos vertidos no pongan en peligro el logro de los objetivos medioambientales establecidos para esa masa de agua subterránea*").

c) Modificación de la Directiva 2001/80, relativa a la limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión. Se trata de un nuevo artículo (el 9 bis) que impone a los Estados que tengan en cuenta la posibilidad de llevar a cabo la actividad de captura, transporte y almacenamiento de CO2 para autorizar futuras instalaciones (vid., *supra*, 3.1). No les obliga a utilizar la tecnología CCS: eso depende exclusivamente de los titulares.

d) Modificación de la Directiva 2004/35, relativa a la responsabilidad medioambiental. Se añade un supuesto (el n. 14) al listado del anexo III, de tal forma que se someten al régimen de dicha Directiva los daños producidos por la actividad de explotación de emplazamientos de almacenamiento de CO2 de acuerdo con lo que prescribe la Directiva 2009/31.

e) Modificación de la Directiva 2006/12, residuos. Se modifica el art. 2.1.a) de la Directiva, de forma que quedan excluidos del sometimiento a la

Directiva residuos los efluentes gaseosos emitidos y el dióxido de carbono capturado, transportado y definitivamente almacenado según la Directiva 2009/31. Esta previsión se complementa con la modificación del Reglamento 1013/2006, relativo al traslado de residuos, de cuya aplicación también se excluye el transporte de CO2 con destino al almacenamiento geológico (art.1.3.h)).

f) Modificación de la Directiva 2008/1, relativa a la prevención y control integrados de la contaminación, que somete a ésta la captura con fines de almacenamiento geológico de CO2 emanado de instalaciones sometidas a la Directiva (vid., *supra*, 3.1).

4.2. LA INCORPORACIÓN DE LAS INSTALACIONES CCS A LA DIRECTIVA MERCADO A PARTIR DE 2013

4.2.1. LA DENOMINADA "RESPONSABILIDAD POR DAÑOS CLIMÁTICOS"

La Directiva "secuestro" (2009/31) menciona en diversos momentos la denominada "*responsabilidad por daños climáticos*" que se atribuye a los titulares de instalaciones CCS y que se concreta en la obligación de entregar derechos de emisión en caso de fugas. No deja de sorprender que se califique como "responsabilidad por daños climáticos" cuando la aportación al cambio climático de una determinada fuga de dióxido de carbono de una instalación es prácticamente inapreciable. Pero tampoco es una responsabilidad propiamente ambiental, porque no es posible determinar en que cuantía una emisión puntual de CO2 daña al ambiente. De ahí el cambio de título de imputación, que permite acrecentar notablemente la exigencia económica. En concreto, el cdo 30 recuerda:

> "Conviene establecer disposiciones relativas a la responsabilidad por daños causados al medio ambiente local y por daños al clima resultantes de un fallo del confinamiento permanente de CO2 (…). La responsabilidad por daños al clima debido a fugas está cubierta por la inclusión de los emplazamientos de almacenamiento en la

voltar ao índice

> Directiva 2003/87/CE, que requiere la entrega de derechos de emisión en caso de fugas".

Y en esa línea, los arts. 11.4, 17.2, 17.4 y 18.1 de la misma Directiva 2009/31 aluden igualmente a la necesidad de entrega de derechos del ETS en el caso de que se produzcan fugas en el almacenamiento del dióxido de carbono.

Por lo tanto, es la Directiva 2009/29, de reforma del mercado de emisiones, la que regula lo que se ha dado en llamar "responsabilidad por daños climáticos" de los titulares de instalaciones CCS. ¿Cómo opera dicha responsabilidad?

Básicamente opera a través de la inclusión de las instalaciones CCS en el ámbito subjetivo de aplicación de la Directiva mercado. A partir de 2013, las instalaciones CCS que, hasta el momento quedaban al margen de la Directiva "mercado" pasarán a someterse a ésta, tal y como establece en su Anexo I.

Ahora bien, dichas instalaciones no serán acreedoras de la asignación gratuita de derechos de emisión: tal y como establece el art. 10 bis.3 de la misma Directiva. Por lo tanto, las emisiones producidas por las fugas, constatadas y validadas, deberán ser respaldadas por derechos de emisión. Derechos que, por otra parte, deberán ser adquiridos en el mercado o (parcialmente) mediante la realización de proyectos generadores de créditos de carbono, porque los titulares de instalaciones CCS no pueden obtener cuotas gratuitas. Se trata, así de una responsabilidad patrimonial, diversa de la estrictamente ambiental en la medida en que se basa en la presunción de la incidencia que las emisiones de CO2 "fugadas" pueden producir en el clima, y que se satisface mediante la entrega de títulos con valor económico, como son las cuotas o derechos de emisión (aunque no cabe satisfacer dicha responsabilidad mediante el equivalente pecuniario de los derechos correspondientes a las toneladas "emitidas" por fuga: la "moneda de pago" es únicamente los derechos de emisión.

Así se confirma que la inclusión de estas instalaciones en el ámbito subjetivo de aplicación de la Directiva mercado cumple únicamente la función de imponer

la obligación de respaldar las eventuales fugas que puedan producirse en el proceso CCS con derechos de emisión y no la de estimular este tipo de instalaciones, como se puede confirmar a continuación.

4.2.2. ESTÍMULOS PARA LA TECNOLOGÍA CCS

La Directiva 2009/28, de reforma del mercado de emisiones, dispone la aplicación, a partir de 2013, de tres técnicas de estímulo, dos auténticas (directa o indirecta) y una tercero que difícilmente se puede calificar como estimulante de la tecnología CCS :

A) por una parte, la Directiva dispone que los ingresos derivados de las subastas (hay que recordar que a partir de 2013 se potenciará la asignación de derechos de emisión por subasta, empezando por un 30 %, hasta alcanzar el 70 % en 2020 y el 100% en 2030) podrá utilizarse –entre otros fines- para la promoción de instalaciones de captura, transporte y almacenamiento de carbono (art. 10.3). Ahora bien, de acuerdo con el texto, afecta únicamente al 50% de los ingresos y se trata únicamente de una posibilidad (no es obligatorio que se destine a este tipo de proyectos; basta con que lo haga a alguna de las finalidades previstas en el precepto).

No estamos, por lo tanto, ante una verdadera ayuda o estímulo: se trata, sencillamente, de una mera habilitación a los Estados miembros para que puedan legítimamente disponer de buena parte de los ingresos derivados de las subastas de derechos de emisión realizadas en su territorio en ayudas para proyectos CCS. Pero la aplicación efectiva de esta posibilidad dependerá de la voluntad discrecional de cada Estado, que podrá tener en cuenta las demás finalidades previstas en la Directiva para aplicar los fondos obtenidos.

B) El fomento de los proyectos piloto (art. 10 bis.8). Este precepto (que se configura como una excepción a la prohibición de asignaciones gratuitas a los proyectos CCS) establece:

> "Hasta el 31 de diciembre de 2015 estarán disponibles hasta 300 millones de derechos de emisión en 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 el almacenamiento geológico de CO2, en condiciones de seguridad para el medio*

> *ambiente*, así como para proyectos de demostración de tecnologías innovadoras de energía renovable, en el territorio de la Unión".

La Comunidad, que será la asignadora de derechos a partir de 2013, establece una cuantía de derechos incluida en la reserva para nuevos entrantes que se podrá destinar a la cofinanciación de doce proyectos piloto de captura y almacenamiento de dióxido de carbono. Esta cuantía sí que responde al concepto de ayuda pública, de estímulo real. Nótese que la Directiva comunitaria no alude a cantidades dinerarias, sino a derechos de emisión, a los que reconoce un valor económico de cambio.

El mismo precepto establece las condiciones de cofinanciación de las ayudas comunitarias a la puesta en marcha de proyectos CCS.

C) La no obligación de entregar derechos de emisión en el caso del CO2 almacenado (art. 12 bis.3):

> "No habrá obligación de entregar derechos de emisión relativos a emisiones cuya captura esté comprobada y que se hayan transportado para su almacenamiento permanente a una instalación con un permiso vigente de conformidad con la Directiva 2009/31/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono".

Lo no-emitido, lógicamente, son derechos ahorrados. Pero no corresponden a derechos gratuitamente recibidos y no utilizados, porque como consecuencia del sometimiento de las instalaciones CCS a la Directiva mercado desde 2013, y de la inaplicación de la asignación gratuita a este tipo de instalaciones, no tienen derecho a la asignación gratuita de dichas cuotas. Sorprende, por eso, que la Directiva "mercado" (vid., Infra, cdo 20) califique como "incentivo" la no obligación de entrega de derechos, ya que el propio mercado de derechos de emisión se basa en la necesidad de respaldar las emisiones con cuotas; *sensu* contrario, si no hay emisiones, no es necesario respaldar nada.

En definitiva, este supuesto estímulo sobra: no era necesario ni que se dijese expresamente, ni que lo recogiese la Directiva: si no se producen emisiones, no son necesarias las cuotas o derechos que los respalden. Por eso, el art. 12.3 bis citado más arriba es un precepto de derecho "simbólico", innecesario, pero que le permite a la Comunidad atribuirse una función de estímulo a la tecnología CCS, como de hecho hace la misma Directiva en su cdo 20: "El principal *incentivo* a largo plazo para las actividades de captura y

almacenamiento de carbono y las nuevas tecnologías de energías renovables consiste en que no será necesario entregar los derechos de emisión por las emisiones de CO2 que se almacenen permanentemente o se eviten".

Cabría pensar, sin embargo, que la formulación del supuesto estímulo es, más bien, un elemento disuasorio para evitar la "huída" de la aplicación de la Directiva mercado: para evitar, en definitiva, un fraude a los objetivos de la Directiva. En efecto, si una instalación captura las emisiones de otra sometida a la Directiva, ésta no tendría que respaldar sus emisiones inexistentes; pero si la instalación de captura, transporte y almacenamiento no estuviese sometida a la Directiva "mercado" podría emitir el dióxido de carbono capturado o permitir las fugas de dicho gas sin responsabilizarse de ello (sin tener que respaldar dichas emisiones, voluntarias o no, con derechos de emisión). En definitiva, la inclusión de estas instalaciones CCS en la Directiva mercado no responde, por lo tanto, a un estímulo directo, sino a una pretensión de evitar un posible fraude a los objetivos de la Directiva mediante la aplicación incorrecta o incompleta de la captura, transporte o almacenamiento de CO2.

¿Hay, pues, un incentivo? Además de la función disuasoria –que es, sin duda, la principal, hay un incentivo en el sentido de que las instalaciones emisoras sometidas a la Directiva mercado que incluyan mecanismos CCS evitarán tener que adquirir derechos de emisión para su funcionamiento ordinario si (y sólo si) dichos mecanismos funcionan correctamente y evitan las fugas de carbono.

4.2.3. LOS PROYECTOS CCS COMO MECANISMOS DE DESARROLLO LIMPIO

De acuerdo con la Directiva 2004/101 (y con la reforma de la Directiva mercado por la 2009/28), los créditos obtenidos en proyectos de reducción de emisiones pueden ser utilizados en el mercado europeo de derechos de emisión. Es decir, los "Mecanismos de Desarrollo Limpio" (art. 12 PK), que se desarrollan en países no Anexo B y los "Mecanismos de Actuación Conjunta" (art. 6 PK), que se ejecutan en Estados sometidos a la obligación de reducir cuantificadamente sus emisiones, permiten obtener créditos ("no emisiones extraordinarias") que pueden circular en el mercado europeo y que pueden

servir (limitadamente) para el cumplimiento de las obligaciones empresariales de respaldar las emisiones de dióxido de carbono.

Estos proyectos deben contribuir al desarrollo sostenible de los países receptores (en el caso de los MDL) y ser adicionales, esto es, deben contribuir a una efectiva reducción de emisiones en el país de la instalación. ¿Cumplen esas condiciones los proyectos CCS?

En las Conferencia de las Partes del Protocolo de Kioto de Poznan (2008) el protagonismo lo llevó la tecnología CCS y se discutió largo y tendido sobre su posible utilización como proyectos MDL, sin que se alcanzase en este sentido ninguna conclusión. En todo caso, esta tecnología contrasta en bastante medida, por lo que, si se ve conveniente la emisión de créditos de carbono por estas actividades, la normativa reguladora de los MDL debería adaptarse a esta tecnología.

La reciente COP 6 (Cancún) ha adoptado una Decisión sobre proyectos de secuestro de carbono y mecanismos de desarrollo limpio, por la que declara que los proyectos de captura y almacenamiento de CO2 en formaciones geológicas son "elegibles" como proyectos MDL, y pide al *Órgano Subsidiario de Asesoramiento Científico y Tecnológico* que elabore modalidades y procedimientos para la inclusión de dichos los proyectos CCS entre los posibles MDL, para que se pueda aprobar la correspondiente decisión en la futura COP 7 del Protocolo de Kioto, teniendo en cuenta los requisitos o directrices que establece la propia Decisión de Cancún.

En efecto, habría que aclarar el papel de la tecnología CCS en la promoción del desarrollo sostenible. No debe olvidarse que el estímulo de los proyectos CCS puede chocar con el necesario crecimiento de las energías renovables; además, sería preciso determinar la forma de cálculo de la adicionalidad de los proyectos CCS, porque durante el periodo de almacenamiento las emisiones evitadas podrían, sin embargo, producirse por la vía de las fugas: la falta de permanencia segura es un factor que debería tenerse en cuenta a la hora de calcular la adicionalidad de este tipo de instalaciones.

Al margen de lo anterior, lo cierto es que la posibilidad de obtención de créditos de carbono podría cumplir funciones remuneratorias, imprescindibles para el desarrollo de una tecnología todavía extraordinariamente cara. En

todo caso, a la luz de la Directivas 2009/28 y 2009/31, las instalaciones de captura, transporte y almacenamiento de CO2 en la Unión Europea no reciben créditos de carbono, esto es, "Reducciones certificadas de emisiones" (RCE) o "Unidades de reducción de emisiones" (URE), por la actividad realizada, a modo de remuneración; al margen de las posibles ayudas, la única remuneración es el ahorro de derechos de emisión como consecuencia de la ausencia de emisiones a la atmósfera.

5. CONCLUSIONES

El riguroso objetivo de reducción de emisiones de CO2 que se ha marcado la Unión Europea no puede llevarse a cabo sin la ayuda –al menos, transitoria- de la técnica del almacenamiento geológico de carbono. El uso de esta técnica permitirá seguir utilizando combustibles fósiles en grandes instalaciones de combustión sin que se produzcan emisiones de gases de efecto invernadero.

La Directiva 2009/31 viene a establecer una regulación de la actividad de almacenamiento de dióxido de carbono, para garantizar la salvaguarda del medio ambiente y la salud humana y para otorgar seguridad jurídica a los futuros titulares de instalaciones y a los terceros que pretendan hacer uso de ellas. Esta regulación, basada en el previo permiso de almacenamiento y en el mantenimiento de la responsabilidad del titular incluso después del cierre del emplazamiento, se complementa con los estímulos (generalmente, ayudas públicas) directos o indirectos que para la realización de esta actividad prevén otras normas comunitarias.

Se echa en falta en el texto de la Directiva una regulación más amplia de las otras fases previas al almacenamiento –la captura y el transporte de CO2- y una regulación más sistemática y clara de las garantías financieras. Además, el carácter incompleto de la Directiva (limitada a una mínima regulación de "policía") exige acudir a otras Directivas comunitarias para completar el tratamiento en las materias de ayudas públicas y del mercado de emisiones, marco – este último - de las variadas medidas comunitarias de lucha contra el cambio climático.

voltar ao índice

BIBLIOGRAFÍA

BANKES, N., y ROGGENKAMP, M., "Legal aspects of carbon capture and storage", en VV.AA., *Beyond the Carbon Economy. Energy Law in Transition*, Oxford University Press, 2008.

DE MARLIAVE, L., "Le captage et le stockage géologique de CO2 », VV.AA., (M. FALQUE et H. LAMOTTE, edit.), *Changement climatique et pollution de l'air. Droits de propriété, Économie et Environnement*, Bruylant 2010, págs. 347-352.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, *CO2 Capture and Storage. A key carbon abatement option*, OECD 2008.

LEGRAND, M., y GUTIÉRREZ URRUETA, G.L., "Aspectos básicos de la captura y almacenamiento de CO2", *Ecosostenible* n. 14 (2006).

PHILIBERT, C., ELLIS, J., y PODKANSKI, J., *Carbon capture and storage in the CDM*, OECD 2007.

TILFORD, S., *How to make EU emissions trading a success*, Centre for European Reform, London 2008.

VV.AA. (ROGGENKAMP, M.M. y WOERDMAN, E., edits.), *Legal design of carbon capture and storage. Developments in the Netherlands from an International an EU Perspective*, Intersentia, Antwerpen 2009.

Voltar ao inicio do texto

voltar ao índice

voltar ao índice

Garantias de Origem: em direcção a um mercado europeu de «certificados verdes»?[1]

Tiago Antunes

Assistente Convidado da

Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa

Há alguns anos, a produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis era encarada com simpatia, mas – salvo honrosas excepções – não tinha grande expressão económica e o seu peso no *mix* energético era muito diminuto. Tirando o domínio hídrico, as tecnologias existentes eram bastante rudimentares e pouco eficientes, não permitindo competir com a produção de electricidade a partir de combustíveis fósseis.

Muita coisa mudou, porém. O desenvolvimento tecnológico, por um lado, e a ameaça das alterações climáticas, por outro, fizeram com que o

[1] O presente texto corresponde, no essencial, à comunicação que tivemos a honra de proferir na Conferência sobre Ambiente e Energia, que teve lugar na Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa nos passados dias 20 e 21 de Outubro de 2010.

Limitações temporais de vária ordem não nos permitiram, como desejaríamos, aprofundar o estudo que então levámos a cabo sobre a utilização de instrumentos de mercado na promoção das energias renováveis. Na impossibilidade de concretizar tal desiderato, assumimos o objectivo mais modesto de passar a escrito, sem grandes desenvolvimentos teóricos ou dogmáticos, o guião da nossa exposição oral. Fazemo-lo porque, dada a falta de elaboração doutrinária sobre a matéria em apreço, cremos que é nosso dever deixar registadas, tornar acessíveis e, dessa forma, partilhar com um público mais vasto as – embora breves e genéricas – considerações que tivemos oportunidade de tecer a propósito da figura das "garantias de origem" e do seu eventual préstimo para efeitos de um mercado de certificados verdes.

Queremos deixar claro, todavia, que não se trata aqui de uma análise detalhada nem, tão pouco, exaustiva – o que, de resto, atendendo à novidade da matéria e ao seu incipiente tratamento normativo, sempre seria prematuro, senão mesmo desaconselhável – mas apenas de uma primeira aproximação à temática das "garantias de origem" e à forma como estas se encontram configuradas no nosso ordenamento jurídico. Pelas mesmas razões, serão assumidamente escassas as referências bibliográficas efectuadas ao longo do texto.

voltar ao índice

aproveitamento das energias renováveis tenha vindo a adquirir uma crescente importância económica e centralidade política. Na União Europeia, por exemplo, a produção de energia limpa foi assumida como uma prioridade e, inclusivamente, objecto de compromissos quantificados e vinculativos por parte de todos os Estados-Membros.

Neste contexto, surge a necessidade de certificar a origem renovável da electricidade. E, em torno de tais certificados, tem-se vindo a gerar um mercado que pretende fornecer estímulos económicos à produção de energia a partir de fontes renováveis. Ora, é justamente deste novo mercado que nos iremos ocupar.

Num primeiro momento, procuraremos clarificar os conceitos de «garantia de origem» e «certificado verde», tentando perceber se são a mesma coisa ou coisas distintas e, neste segundo caso, quais as semelhanças que os aproximam e as diferenças que os separam (**I**.). Rapidamente nos aperceberemos que a resposta às questões colocadas não é evidente, nem se impõe de forma imediata ou linear, antes requer uma apreciação cuidada das figuras em causa, seu fundamento e respectivo regime jurídico.

Assim, começaremos por indagar por que surgiu e de que forma foi evoluindo a técnica de certificação da energia renovável (**II**.). Seguidamente, centraremos a nossa atenção nos mercados de certificados verdes, verificando em que medida estes constituem um mecanismo de incentivo às energias renováveis, em que países tal mecanismo se encontra consagrado e quais as preocupações ou desafios que o mesmo suscita (**III**.). Dada a proximidade entre o mercado de licenças de emissão de gases com efeito de estufa e o mercado de certificados verdes, procederemos à respectiva comparação (**IV**.). Por fim, atentaremos na figura das garantias de origem, analisando o respectivo enquadramento jus-comunitário e jus-nacional (**V**.).

No final deste percurso, estaremos previsivelmente em condições de responder à pergunta que serve de mote ao presente estudo: o regime das garantias de origem configura, sugere ou, pelo menos, antecipa um mercado de certificados verdes?

voltar ao índice

I) «Garantias de Origem» e «Certificados Verdes» – clarificação de conceitos

O conceito de "garantia de origem" emana do Direito Comunitário, onde vem actualmente definido como «um documento electrónico com a única função de provar ao consumidor final que uma dada quota ou quantidade de energia foi produzida a partir de fontes renováveis»[2]. Este instrumento foi originariamente criado em 2001, pela primeira directiva europeia sobre energias renováveis[3], e encontra-se hoje regulado no artigo 15.º da Directiva n.º 2009/28/CE. Ele é sobretudo relevante para efeitos do cumprimento das obrigações de informação decorrentes do artigo 3.º, n.º 9 da Directiva n.º 2009/72/CE[4]. Também em matéria de co-geração, a Directiva n.º 2004/8/CE faz uso da figura das garantias de origem[5].

No entanto, já antes e independentemente das referidas directivas, o comércio de certificados verdes era uma realidade. Os "certificados verdes", como são conhecidos na Europa, ou "*renewable energy certificates*" (RECs), como são conhecidos nos Estados Unidos da América, são títulos que atestam a origem renovável de uma determinada quantidade de energia eléctrica. Estes títulos têm um valor económico intrínseco e são livremente transaccionáveis, gerando, portanto, um mercado onde se negoceia electricidade renovável – *rectius*, onde se negoceia o carácter ou a qualidade renovável da electricidade (visto que o comércio da electricidade propriamente dita e o comércio de certificados verdes constituem, como veremos, dois mercados autónomos).

[2] Artigo 2.º, alínea j) da Directiva n.º 2009/28/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de Abril de 2009 (publicada no JOUE L 140, de 5.06.2009).

[3] Cfr. artigo 5.º da Directiva n.º 2001/77/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de Setembro de 2001 (publicada no JOCE L 283, de 27.10.2001).

[4] Cfr. artigo 3.º, n.º 9 da Directiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Julho de 2009 (publicada no JOUE L 211, de 14.08.2009). Esta Directiva revogou, com efeitos a partir do passado dia 3 de Março de 2011, a Directiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho de 2003 (onde a matéria em apreço se encontrava regulada pelo artigo 3.º, n.º 6; existem ainda várias remissões legais para este preceito, que deverão agora ser objecto de uma interpretação actualista, entendendo-se como feitas para o artigo 3.º, n.º 9 da Directiva n.º 2009/72/CE).

[5] Cfr. artigo 5.º da Directiva n.º 2004/8/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de Fevereiro de 2004 (publicada no JOUE L 52, de 21.02.2004).

voltar ao índice

Ora, a questão que imediatamente surge é a seguinte: as garantias de origem, de que trata o Direito Comunitário, e os certificados verdes, nos termos que acabámos de descrever, são a mesma coisa ou são coisas distintas? Trata-se de diferentes nomes para designar uma mesma realidade ou, pelo menos, diversas espécies da mesma realidade? Ou, pelo contrário, trata-se de figuras afins, coincidentes no seu objecto, mas com uma natureza e efeitos estruturalmente díspares?

Em ambos os casos, estamos aparentemente em face de actos certificativos (isto é, declarações de conhecimento) destinados a atestar que determinada quantidade de energia é proveniente de fontes renováveis. Mas servirão eles os mesmos propósitos? Terão as mesmas características? Obedecerão ao mesmo regime?

Por outras palavras, será que o legislador comunitário, ao instituir as garantias de origem, pretendeu consagrar um mercado europeu de títulos representativos de energia renovável? É exactamente o que tentaremos descobrir ao longo das páginas que se seguem.

II) Origens e evolução

No início, a electricidade era tão-só electricidade. Desde que iluminasse e fizesse funcionar os equipamentos eléctricos, pouco importava qual a fonte a partir da qual essa electricidade havia sido produzida. O mercado era, portanto, indiferente à origem da energia que consumia. Não havia diferentes classes ou tipos de energia eléctrica, nem distinção entre electricidade renovável e não renovável.

Mais recentemente, porém, a electricidade deixou de ser toda igual. A percepção da finitude dos combustíveis fósseis e o progressivo enraizar do sentimento ecológico conduziram à valorização das fontes limpas e inesgotáveis de energia, como a água, o vento ou o sol. As fontes de produção de electricidade deixaram, portanto, de ser fungíveis e, pelo contrário, passou a atribuir-se relevância à natureza renovável ou não renovável da electricidade consumida.

voltar ao índice

Surgiu, então, a necessidade de etiquetar ou rotular a electricidade. Quer por razões de transparência (*disclosure*), quer por razões de consciencialização ambiental (*environmental awareness*), entendeu-se que os consumidores têm o direito de conhecer a proveniência da electricidade que consomem[6]. Para esse efeito, instituíram-se mecanismos de certificação, por entidades idóneas, cujos pronunciamentos fazem fé quanto à origem renovável da electricidade. Assim nasceram os certificados de energia renovável ou garantias de origem, que representam, no fundo, o valor ambiental da electricidade produzida.

Num terceiro momento, a electricidade renovável passa a ser objecto de uma procura específica. Sendo possível discernir, em resultado do processo de certificação acabado de descrever, a electricidade renovável da não renovável, passa a ser possível consumir somente electricidade renovável.

Por amor ao ambiente, por exemplo, um consumidor doméstico pode desejar gastar apenas energia limpa. Já uma empresa pode utilizar como estratégia de comunicação e marketing o facto de apenas consumir electricidade verde, não provocando quaisquer emissões de carbono. Para estes casos, alguns dos principais fornecedores de electricidade dispõem já de ofertas específicas, através das quais comercializam energia exclusivamente produzida a partir de fontes renováveis[7]. A electricidade renovável converte-se, assim, num produto *premium*, dando azo a estratégias de diferenciação no contexto do mercado eléctrico[8].

Acresce ainda que, havendo operadores com um significativo portefólio renovável no seu *mix* produtivo e outros, pelo contrário, mais dependentes das técnicas tradicionais (e poluentes) de produção eléctrica, é natural que se possa desenvolver entre eles um processo de troca de diferentes tipos de electricidade. Pelo que também aqui passa a haver um canal de negociação de electricidade verde.

[6] Cfr. artigo 3.º, n.º 9 da Directiva n.º 2009/72/CE. Efectivamente, se consultarmos a nossa factura de electricidade verificaremos que, por exigência legal, vêm aí descriminadas as fontes a partir das quais foi produzida a energia eléctrica que consumimos no mês anterior.

[7] A EDP, por exemplo, tem ao dispor dos seus clientes um tarifário – o tarifário "edp5D verde" – em que garante que 100% da electricidade por eles consumida provém de fontes renováveis. Cfr. http://www.edp.pt/pt/particulares/edp5D/edp5dverde/Pages/edp5dverde.aspx.

[8] O que só é possível devido ao processo de certificação *supra* descrito.

voltar ao índice

Assim sendo, podemos concluir que a rotulagem ou certificação da electricidade deixa de ter um efeito meramente informativo e conduz à emergência de um mercado específico para a energia renovável.

No estádio final desta evolução, constata-se uma desagregação entre os mercados da electricidade e dos certificados verdes. Isto é, os certificados verdes deixam de acompanhar necessariamente o percurso comercial da electricidade, passando a ser objecto de uma transacção autónoma.

De facto, concluiu-se que translação física da electricidade renovável, para além de tecnicamente complexa e onerosa, é desnecessária e até contraproducente (atendendo, por exemplo, às elevadas perdas na rede). O que se pretende é comprar ou vender electricidade que, comprovadamente, tenha sido produzida a partir de fontes renováveis. Mas isso não significa que a electricidade renovável tenha que ser transportada de um lado para o outro. Basta que haja uma forma de garantir que, por cada unidade de energia transaccionada, uma idêntica quantidade de energia tem origem em fontes renováveis.

Ora, as garantias de origem ou certificados verdes são, precisamente, uma forma de assegurar que certa quantidade de energia foi produzida a partir de fontes renováveis. Donde, o que é decisivo é a obtenção de um determinado número de tais garantias ou certificados e não tanto a real origem da electricidade que foi adquirida. Até porque, no fundo, a electricidade tem sempre as mesmas propriedades, independentemente da respectiva fonte. Logo, não é a electricidade em si mesma que tem de circular, mas antes os certificados que atestam a sua proveniência.

De acordo com este raciocínio, não se exige uma correspondência exacta entre a electricidade efectivamente consumida e a electricidade que conduziu à emissão dos certificados verdes. O consumo de electricidade renovável é demonstrado, em abstracto, pela posse de um número de certificados verdes equivalente à quantidade de electricidade gasta, independentemente de, em concreto, ter sido esta a dar origem àqueles certificados ou não.

O mercado da electricidade renovável deixa, portanto, de ser um mercado físico e passa a ser um mercado virtual, onde se transaccionam títulos

representativos da qualidade ambiental do processo de produção de energia. Estes títulos ou certificados têm um valor *per se* (que é independente do valor económico ou custo da electricidade propriamente dita), estando a sua circulação completamente desligada da electricidade que esteve na sua génese.

Em suma, a electricidade volta a ser um bem fungível (sendo irrelevante a sua fonte), mas em paralelo surge um mercado de certificados verdes, onde se comercializa a mais-valia ecológica da energia renovável[9]. É precisamente esse mercado que iremos analisar em seguida.

III) O comércio de certificados verdes como mecanismo de incentivo às energias renováveis

A evolução descrita conduziu à formação de um mercado de certificados verdes. Ora, para haver um mercado tem que haver oferta e procura. Na situação em apreço, a oferta provém dos produtores eléctricos que, ao gerar energia a partir de fontes renováveis, obtêm certificados verdes e os colocam à venda. Já a procura pode ter diversas origens ou motivações.

Pode advir de uma vontade espontânea de consumir energia renovável. Pensemos nos casos, já *supra* referidos, do particular que, por um imperativo ecológico, quer utilizar apenas formas limpas de energia; ou da empresa que promove o facto de não gastar electricidade proveniente de combustíveis fósseis e, portanto, não contribuir para o aquecimento global[10].

[9] Este mecanismo insere-se, pois, na "família" dos mercados de títulos transaccionáveis em matéria ambiental, a qual é composta: pelo mercado de licenças de emissão de gases com efeito de estufa (certificados castanhos ou negros); pelo mercado de certificados de electricidade renovável (certificados verdes); e pelo mercado de certificados de eficiência energética (certificados brancos). Cfr. JOSEPH DOUCET / JACQUES PERCEBOIS, **"Certificats noirs, verts et blancs: effets croisés et impacts potentiels dans les marchés de l'électricité?"**, *Cahier de Recherche n.º 07.03.69,* Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Energie, Université de Montpellier I, 2007 (disponível em http://www.creden.univ-montp1.fr/downloads/cahiers/CC-07-03-69.pdf); e, do ponto de vista da ciência económica, GEORG MERAN / NADINE WITTMANN, "Green, Brown and now White Certificates: are three one too many? A micromodel of market interaction", Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlim, 2008 (disponível em http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1424946).

[10] Este tipo de estratégias de comunicação institucional, que assentam na responsabilidade corporativa ambiental, tem-se vindo a tornar bastante comum, designadamente a propósito da temática das alterações climáticas. Assim, por

Pode advir do interesse em obter certas vantagens ou ficar isento de alguns encargos. Imaginemos, por exemplo, que a lei prevê benefícios fiscais para quem consuma uma determinada percentagem de electricidade renovável; ou condiciona o licenciamento de novas unidades industriais à utilização de uma dada quantidade de energias renováveis; ou permite que quem só gaste electricidade renovável fique dispensado de certas vistorias periódicas.

Pode advir, por fim, da necessidade de cumprir uma determinada obrigação legal. É o que sucede quando a lei fixa uma percentagem mínima de consumo de energia limpa. Neste caso, os particulares deverão adquirir certificados verdes para assim demonstrarem o cumprimento da sua quota obrigatória de consumo de energias renováveis.

No primeiro caso, estamos perante um mercado não regulado, que funciona nos termos decorrentes da autonomia da vontade das partes envolvidas. Nos demais casos, o Legislador ou a Administração intervêm, regulando os termos em que os certificados verdes são emitidos, transaccionados e, finalmente, utilizados.

No último caso, trata-se de um mercado obrigatório, no sentido em que a aquisição de certificados verdes é necessária para demonstrar o preenchimento de uma obrigação legal de consumo de energias renováveis. Já nos dois primeiros casos, a negociação de certificados verdes não se destina ao cumprimento de qualquer obrigação legal.

Em síntese:

<table>
<tr><td>Amor ao ambiente / Marketing, imagem institucional</td><td>Não regulado</td><td rowspan="2">Voluntário</td></tr>
<tr><td>Isenção de tributos ou obtenção de outras vantagens</td><td rowspan="2">Regulado</td></tr>
<tr><td>Quotas</td><td>Obrigatório</td></tr>
</table>

Existem, portanto, diferentes espécies ou sub-tipos de mercados de energia renovável. De entre eles, o que adquire maior relevância e interesse é, sem

exemplo, hoje-em-dia é relativamente vulgar as empresas compensarem as suas emissões de gases com efeito de estufa através da aquisição de créditos de carbono, publicitando o facto de provocarem "zero emissões" ou serem "carbono-neutras".

voltar ao índice

dúvida, o mercado obrigatório e regulado de certificados verdes, o qual assenta na previsão de uma quota legal mínima de consumo de electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis. É deste mercado que, exclusivamente, cuidaremos daqui para a frente.

Os sistemas de quotas obrigatórias – nos casos em que existem – funcionam como um mecanismo de incentivo à produção de energia renovável[11]. O que bem se compreende. Os processos de produção de electricidade a partir de fontes renováveis são, em geral, mais dispendiosos e menos eficientes que os métodos tradicionais. Daí que, pelo menos no actual estádio de desenvolvimento tecnológico, se entenda que as formas limpas de produção de electricidade devem ser economicamente apoiadas.

Ora, o comércio de certificados verdes tem sido visto, por alguns quadrantes, como uma forma particularmente adequada de promover e estimular a produção de electricidade a partir de fontes renováveis. Em que medida?

Por um lado, ao estabelecer-se uma quota obrigatória, garante-se que o objectivo de aumentar o uso de fontes renováveis é atingido. Por outro lado, ao admitir-se a transacção de certificados verdes, pretende-se que esse objectivo seja atingido com o menor custo marginal. O incentivo económico às energias renováveis obtém-se, portanto, a partir da conjugação destes dois elementos: obrigação legal e livre transmissibilidade. Através do primeiro, prossegue-se uma finalidade ambiental. Através do segundo, incute-se uma lógica de racionalidade económica, conferindo uma remuneração acrescida aos produtores de electricidade com origem renovável e, em simultâneo, permitindo que os consumidores satisfaçam a sua obrigação legal ao preço mais baixo do mercado. No conjunto, visa-se incrementar o consumo de energias renováveis da forma mais eficiente possível.

Este não é, contudo, o único regime de apoio passível de ser mobilizado com vista ao desenvolvimento das energias renováveis[12]. Desde a subsidiação do

[11] Neste sentido, cfr. o artigo 2.º/k) da Directiva n.º 2009/28/CE, que se refere aos «regimes de apoio à obrigação de utilização de energias renováveis, nomeadamente os que utilizam certificados verdes».

[12] De acordo com o artigo 9.º, n.º 3 do Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de Dezembro, «considera-se regime de apoio qualquer instrumento, sistema ou mecanismo aplicado por um Estado membro ou por um grupo de Estados membros que promova a utilização de energia proveniente de fontes renováveis, dos quais resulte a redução do

investimento em parques eólicos ou mini-hídricas até à subsidiação das tarifas respectivamente aplicáveis, passando pela atribuição de benefícios fiscais ou pelo lançamento de procedimentos concursais, existem múltiplas formas através das quais os Estados podem promover o recurso a fontes renováveis de produção de energia. Em síntese[13]:

<table>
<tr><td colspan="2">Apoio ao investimento:</td><td>capital</td></tr>
<tr><td colspan="2"></td><td>benefícios fiscais</td></tr>
<tr><td rowspan="4">Apoio à operação (por MWh):</td><td rowspan="2">baseados na quantidade:</td><td>quota</td></tr>
<tr><td>concurso</td></tr>
<tr><td rowspan="2">baseados no preço:</td><td>tarifa (feed-in)</td></tr>
<tr><td>benefícios fiscais</td></tr>
</table>

A grande dicotomia é, sem dúvida, entre os sistemas de quotas obrigatórias (a preencher por certificados verdes transaccionáveis), presentemente em análise, e os esquemas de majoração da tarifa (conhecidos por mecanismos de "*feed-in tariff*" ou apenas "*feed-in*"), em que o valor pago pela electricidade verde incorpora um prémio adicional ou, por outras palavras, é garantida uma remuneração mais elevada aos produtores de electricidade a partir de fontes renováveis. São estes, actualmente, os dois principais modelos ou cenários alternativos em matéria de regimes de apoio às energias renováveis.

custo dessa energia, o aumento do preço pelo qual esta pode ser vendida, ou o aumento, por meio da obrigação de utilizar energias renováveis ou por outra forma, do volume das aquisições de energias renováveis», sendo indicados, a título exemplificativo, os seguintes: ajuda ao investimento; isenção ou redução fiscal; reembolso de impostos; regimes de apoio à obrigação de utilização de energias renováveis, nomeadamente os que utilizam certificados verdes; regimes de apoio directo ao preço, nomeadamente as tarifas de aquisição; pagamento de prémios.

[13] Para uma descrição breve, mas bastante elucidativa, destes diferentes regimes de apoio à produção de energias renováveis, cfr. *Commission Staff Working Document "The support of electricity from renewable energy sources" – Accompanying document to the Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources*, COM(2008) 19 final, Brussels, 23.01.2008, pp. 4 e segs (disponível em http://ec.europa.eu/energy/climate_actions/doc/2008_res_working_document_en.pdf).

voltar ao índice

Ambos têm a vantagem de não onerarem o Orçamento de Estado (ao contrário do que sucede, por exemplo, com a atribuição de subvenções e a concessão de benefícios ou isenções fiscais), pelo que os seus custos não recaem sobre os contribuintes. No entanto, de uma forma ou de outra, acabam sempre por penalizar os cidadãos. No primeiro caso, os cidadãos têm que demonstrar que uma parcela do seu consumo de electricidade proveio de fontes renováveis, devendo para o efeito adquirir os necessários certificados verdes a preços de mercado. No segundo caso, os cidadãos pagam uma tarifa mais elevada pela electricidade que consomem, de modo a compensar os custos acrescidos com a produção de electricidade a partir de fontes renováveis. Em ambos os casos, portanto, acabam por ser os particulares – não enquanto contribuintes, mas enquanto consumidores – a suportar os encargos decorrentes do financiamento das energias renováveis[14].

O Direito Comunitário não é alheio à problemática dos mecanismos de incentivo à produção de electricidade a partir de fontes renováveis. Já a Directiva n.º 2001/77/CE, no seu artigo 4.º, se ocupava da questão, estipulando que «a Comissão avalia a aplicação dos mecanismos utilizados nos Estados-Membros que, com base em regulamentações emitidas pelas entidades públicas, permitem a prestação de um apoio directo ou indirecto aos produtores de electricidade». Ou seja, o Legislador comunitário optou por não proceder imediatamente a uma harmonização dos regimes de apoio, preferindo antes mandatar a Comissão Europeia para «apresentar, até 27 de Outubro de 2005, um relatório devidamente documentado sobre a experiência adquirida com a aplicação e a coexistência dos diversos mecanismos» de incentivo adoptados pelos Estados-Membros.

E a Comissão assim fez[15], tendo concluído que, em geral, a eficácia e a eficiência dos regimes de apoio à produção de electricidade renovável

[14] Em Portugal, onde vigora um sistema de "*feed-in*", há neste momento um debate bastante intenso sobre o chamado "sobre-custo das renováveis", isto é, sobre o custo das políticas de apoio às energias renováveis e o impacto que essas políticas acabam por ter no preço que todos pagamos pela electricidade (ou, quando assim não seja, no aumento do défice tarifário, que terá de ser pago no futuro).

[15] Cfr. *Communication from the Commission "The support of electricity from renewable energy sources"*, COM(2005) 627 final, Brussels, 07.12.2005 (disponível em http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2005:0627:FIN:EN:PDF).

voltar ao índice

variava muito de Estado-Membro para Estado-Membro[16]. Para além disso, os diversos regimes de apoio encontravam-se em estádios de desenvolvimento ou níveis de maturidade muito díspares. Em concreto, os esquemas de quotas obrigatórias, adoptados nalguns Estados-Membros[17], eram bastante recentes e passavam ainda por uma fase de transição.

Consequentemente, a Comissão entendeu que, embora a harmonização dos regimes de apoio às energias renováveis constituísse um objectivo de longo-prazo, naquele momento seria – designadamente em função das barreiras ainda existentes à produção de electricidade verde e da falta de concorrência no mercado interno de energia – prematura. Em vez disso, deveria seguir-se uma estratégia de maior cooperação entre Estados-Membros e de optimização dos vários regimes de apoio individualmente considerados.

Em 2008, a Comissão voltou a debruçar-se sobre a matéria em apreço, produzindo um novo relatório[18] cujas conclusões, todavia, não diferem significativamente daquelas que acabámos de enunciar. Um ano depois, em 2009, foi aprovada uma nova directiva sobre energias renováveis – a Directiva n.º 2009/28/CE – que continua a dar liberdade aos Estados-Membros para definirem os seus regimes de apoio nacionais, acrescentando a possibilidade de criação de regimes de apoio conjuntos (quando dois ou mais Estados-Membros decidem, numa base voluntária, combinar ou coordenar

[16] Apesar disso, a Comissão surpreendentemente constatou que, na maior parte dos casos, o regime de apoio mais eficaz e mais eficiente era o sistema de "*feed-in*". O que contraria a ideia pré-concebida de que o mercado de certificados verdes – precisamente por ser um mecanismo de mercado – constitui o sistema economicamente mais eficiente de promoção das energias renováveis.

[17] É o caso, actualmente, da Bélgica (tanto a nível federal, como federado), da Itália, da Polónia, do Reino Unido, da Roménia e da Suécia, onde existem mercados nacionais de certificados verdes. A Holanda também chegou a ter um sistema de mercado com vista à promoção de formas limpas de energia, mas acabou por abandoná-lo. Já a Letónia encontra-se numa posição singular, uma vez que consagra uma quota obrigatória de energias renováveis, mas não prevê a transacção de certificados verdes. Portugal, como iremos constatar *infra*, não tem (ainda) um mercado de certificados verdes em funcionamento, embora haja previsões normativas nesse sentido.

[18] Cfr. *Commission Staff Working Document "The support of electricity from renewable energy sources"*, citado *supra*.

voltar ao índice

parcialmente os seus regimes de apoio à produção de energia com origem renovável)[19].

Caso um Estado opte por instituir um mercado de certificados verdes, há um conjunto de preocupações que deve ter presente na hora de traçar o respectivo regime de funcionamento.

Primo, a competência. A quem deve ser confiada a tarefa de emitir os certificados verdes? A uma entidade administrativa? E, neste caso, qual? Ou a uma entidade privada, devidamente acreditada para o efeito? E, neste caso, que garantias – designadamente, de idoneidade, independência e isenção – lhe devem ser exigidas? E como vai ser fiscalizada a sua actividade certificatória?

Secundo, o procedimento. A que regime obedece a concessão de certificados verdes? São emitidos oficiosamente ou a requerimento? Mediante algum tipo de verificação *in situ* ou com base nos dados fornecidos pelo produtor? E como é que são utilizados? Quando ou em que casos devem ser cancelados?

Tertio, a confiança. É imperioso garantir a autenticidade dos certificados verdes, evitando fraudes e dando segurança aos agentes económicos quanto ao funcionamento do respectivo mercado. Mas como é que se assegura este objectivo? Deve existir um registo oficial centralizado de certificados verdes? E deve este assegurar um trato sucessivo das várias transmissões?

Quarto, a adicionalidade. Ou, noutro prisma, a necessidade de evitar uma duplicação dos benefícios concedidos a quem produz energias renováveis. Em princípio, só há razões para apoiar a produção de electricidade a partir de fontes renováveis se esta não se justificar por si só numa lógica puramente económica. Mas se a produção de electricidade a partir de fontes renováveis já for objecto de algum tipo de incentivo que a torne economicamente atractiva, então não parece fazer muito sentido premiá-la ainda com o valor dos certificados verdes. Ora, nos casos em que a emissão de gases com efeito de estufa está sujeita ao pagamento de um preço, a produção de energia limpa já beneficia de um vantagem comparativa pelo facto de não precisar

[19] Cfr. o considerando 25 e os artigos 2.º/k), 3.º/3 e 11.º da Directiva n.º 2009/28/CE.

voltar ao índice

de pagar esse preço. Não será essa vantagem suficiente para justificar a opção pelas energias renováveis? E, sendo esse o caso, como é que se evita a duplicação de incentivos?

Quinto, a estabilidade de preços. Devido às características próprias da energia renovável (intermitência, sazonabilidade, hidraulicidade, etc.), existe um elevado risco de volatilidade na cotação dos certificados verdes. Flutuações demasiado intensas ou demasiado bruscas afectam a previsibilidade do mercado e aumentam o seu nível de risco, podendo criar um sentimento de insegurança e afastar potenciais investidores.

Estas são, em síntese, algumas das problemáticas que o comércio de certificados verdes suscita e a que o Legislador – quer comunitário, quer nacional – deve atender aquando da regulamentação deste mercado. Mais à frente, teremos ocasião de verificar se e de que forma tais questões se encontram acauteladas na legislação em vigor.

IV) Mercado de carbono *vs* Mercado de certificados verdes

O mercado de licenças de emissão de gases com efeito de estufa ou mercado de carbono[20], mais estudado e já em funcionamento, tem sido apontado como o modelo ou a inspiração para o surgimento do mercado de certificados verdes. Contudo, embora haja naturalmente várias semelhanças entre eles, estes dois tipos de comércio ambiental têm características próprias que os distinguem de forma muito nítida. Senão, vejamos.

Em ambos os casos estamos perante a transacção de títulos jurídicos. E em ambos os casos essa transacção visa alcançar um resultado ecologicamente

[20] Para mais desenvolvimentos sobre este mercado, cfr. TIAGO ANTUNES, *O Comércio de Emissões Poluentes à luz da Constituição da República Portuguesa*, Lisboa, 2006, *passim*; e CARLA AMADO GOMES, "Direito Administrativo do Ambiente", § 5.5, in *Tratado de Direito Administrativo Especial*, Volume I, Coimbra, 2009, pp. 238 e ss (ponto redigido pelo autor deste texto).

voltar ao índice

equilibrado[21]. Mas o modo como esse resultado é atingido diverge significativamente.

Há, desde logo, diferenças assinaláveis quanto ao objecto dos mercados em apreço.

Aquilo que se transacciona no mercado de certificados verdes é muito diferente daquilo que se transacciona no mercado de carbono. Embora, como dissemos, esteja sempre em causa a transacção de títulos jurídicos, esses títulos representam coisas distintas. No primeiro caso, cada certificado verde representa 1 MWh de electricidade produzida a partir de fontes renováveis. No segundo caso, cada título, crédito ou licença de emissão representa 1 tonelada de CO_2. Simplificando, num caso negoceiam-se benefícios ambientais, no outro negoceiam-se malefícios ambientais. Ali trata-se de um mercado de mais-valias ecológicas, aqui trata-se de um mercado de poluição.

Ainda quanto ao objecto, as licenças de emissão não existem no mundo físico, são uma criação jurídica. Já os certificados verdes derivam da produção de electricidade renovável, que tem existência física[22]. É certo que os certificados verdes, em si mesmos, são também títulos jurídicos. Mas são títulos jurídicos que certificam ou atestam a efectiva produção de energia limpa e, portanto, têm um necessário substrato de facto. Pelo contrário, as licenças de emissão antecipam ou legitimam uma possível libertação de gases com efeito de estufa para a atmosfera, pelo que a sua ligação com a realidade fáctica é meramente potencial. Em suma, os certificados verdes têm origem na energia concretamente gerada a partir de fontes renováveis, ao passo que as licenças de emissão consistem num acto que corresponde teoricamente ou em abstracto à libertação de uma certa quantidade de CO_2 para a atmosfera.

[21] Com a seguinte ressalva: tratando-se de mercados, o interesse individual de cada um dos respectivos intervenientes consiste, naturalmente, na maximização dos seus proveitos pessoais; mas, em termos agregados, a conjugação das diferentes motivações pessoais permite, por via da "mão invisível" do mercado, alcançar um resultado equilibrado e globalmente vantajoso para o meio-ambiente. É esta a *ratio* ou a teleologia por detrás dos mercados ambientais.

[22] A electricidade, embora não tenha matéria, tem existência física. A prova disso é que ela pode ser apreendida pelos sentidos. Nessa medida, é considerada uma coisa imaterial mas corpórea.

voltar ao índice

Consequentemente, no que diz respeito ao mercado de carbono, tanto a oferta como a procura têm que ser artificialmente criadas. A oferta advém de uma decisão dos poderes públicos (nacionais e/ou comunitários) que define o número total de licenças de emissão existentes no mercado e a sua forma de distribuição pelos agentes económicos. A procura é assegurada através da obrigatoriedade legal de cada poluidor obter e entregar um número de licenças de emissão equivalente à quantidade de gases com efeito de estufa que tenha gerado. No mercado de certificados verdes, pelo contrário, só a procura é que tem que ser provocada, através da consagração legal de uma quota obrigatória de consumo de energias renováveis. Já a oferta de certificados verdes resulta, não de uma determinação jurídica, mas da quantidade de energia renovável efectivamente produzida.

Ainda quanto ao lado da oferta, a diferença acabada de assinalar implica, por sua vez, uma outra distinção. No mercado de carbono, depois de criadas as licenças de emissão, estas precisam de ser distribuídas pelos vários sujeitos económicos. Esta distribuição inicial pode ser efectuada de diferentes formas (designadamente através de leilão ou através de um plano nacional de atribuição gratuita) mas exige, em qualquer caso, a eleição de um critério norteador. Pelo contrário, no que diz respeito aos certificados verdes, a sua distribuição ocorre naturalmente em função das instalações onde é produzida a energia renovável. Isto é, os certificados verdes já surgem de forma descentralizada ou polarizada, com destinatários precisos, não sendo necessária a definição de qualquer critério de alocação dos mesmos[23].

[23] Nas palavras de IÑIGO SANZ RUBIALES, «os certificados verdes são certificações públicas (actos administrativos declarativos de conhecimento) emitidas pela entidade administrativa competente, através das quais se declara a efectiva produção, distribuição ou consumo de um determinado volume de energia renovável (trata-se de actos administrativos, portanto), posteriores ao facto que constatam, patrimonializadas por lei, de tal forma que podem ser compradas e vendidas à margem da electricidade que justificou a sua emissão (entre outros motivos, devido à impossibilidade física de diferenciar, na rede, a origem de todos e cada um dos KWh consumidos) e servem para cumprir a obrigação de produção, distribuição ou consumo imposta pelo Estado.

«A sua atribuição não consiste, como no caso dos "certificados negros", numa "mudança de titularidade" (nas licenças de emissão o seu titular originário é o Estado, que quando as distribui pelas instalações poluentes está a transmiti-las e, portanto, a modificar a sua titularidade); nos certificados verdes a emissão do certificado não opera uma mudança de titularidade porque não existia um titular prévio desses certificados. A emissão de um certificado é um acto "*ex novo*" levado a cabo pelo Estado, não como titular do que quer que seja, mas como pessoa jurídico-pública com

voltar ao índice

Verifica-se, de todo o modo, que ambos os mercados assentam na previsão de obrigações legais, que sustentam a procura. Essas obrigações, todavia, têm destinatários diferenciados. No mercado de carbono, a obrigatoriedade de aquisição de licenças de emissão é uma exigência dirigida à indústria. No mercado de energia renovável, a obrigatoriedade de aquisição de certificados verdes é uma exigência dirigida aos consumidores.

Uma semelhança entre os dois mercados em apreço consiste no facto de ambos contemplarem *plafonds*, metas ou limites vinculativos. Mas, também aqui, há diferenças radicais na configuração desses limiares.

No mercado de carbono, fixa-se uma quota máxima (de gases com efeito de estufa). Pelo contrário, no mercado de certificados verdes, fixa-se uma quota mínima (de energias renováveis).

No mercado de carbono, a quota é fixada ao nível *macro*, isto é, globalmente para todas as entidades envolvidas no mercado (sem limites individuais de emissão). Pelo contrário, no mercado de certificados verdes, a quota é fixada ao nível *micro*, devendo ser atingida individualmente por cada um dos sujeitos abrangidos.

Daqui decorre que o mercado de carbono é um mercado contingentado, no sentido de que o seu objecto é finito. De facto, havendo um tecto global máximo de poluição ou, de forma juridicamente mais rigorosa, estando o número total de licenças de emissão definido *a priori*, o tamanho do mercado fica automaticamente delimitado. Já o mercado de certificados verdes é tanto maior quanto mais energia renovável for produzida, não havendo contingentes ou limites pré-estabelecidos.

Em resultado de tudo quanto precede, a alocação de incentivos é muito distinta. No mercado de carbono, ao associar um preço à emissão de gases

---

auctoritas para certificar ou emitir actos de fé pública.

«E o poder público – a Administração – não está legitimado para emitir mais ou menos certificados "verdes" com base em critérios discricionários; na medida em que os certificados são actos administrativos totalmente vinculados e se referem a uma actividade privada (produção energética), a Administração unicamente poderá (e deverá) emitir os certificados correspondentes à energia verde efectivamente produzida». Cfr. "Mercados de Cuotas y Protección del Medio Ambiente: el Fomento de las Energias Renovables en la Directiva 2009/28", in *Revista General de Derecho Administrativo*, 25 (2010).

voltar ao índice

com efeito de estufa, está-se a penalizar economicamente as actividades poluentes. No mercado de certificados verdes, ao atribuir um valor económico à energia renovável, está-se a premiar as formas limpas de produção de electricidade. Enquanto num caso o estímulo ambiental opera pela negativa, aumentando os custos de quem polui, no outro caso opera pela positiva, aumentando os ganhos de quem gera energia a partir de fontes renováveis.

Em síntese:

Mercado de carbono	**Mercado de certificados verdes**
Titulariza-se a carga poluente	Titulariza-se a valia ambiental
Créditos / licenças de emissão não existem no mundo físico, são criação legal	Energia renovável tem existência física
Quer procura, quer oferta têm de ser criadas	Procura tem de ser induzida, mas oferta já existe
Necessidade de distribuição inicial	---
Exigência dirigida à indústria	Exigência dirigida aos consumidores
Quota máxima	Quota mínima
Quota ao nível *macro* (tecto global)	Quota ao nível *micro* (obrigação individual)
Mercado contingentado	Mercado não contingentado
Pune-se, desincentiva-se a poluição	Premeia-se, incentiva-se a energia limpa

Não obstante as diferenças assinaladas, certo é que estes dois mercados têm um alcance parcialmente coincidente. Ambos têm como consequência a promoção de comportamentos favoráveis ao ambiente no domínio energético[24].

[24] Embora o mercado de carbono se estenda também a outros domínios para lá do energético. Daí a coincidência de alcance dos dois mercados, a que fazemos alusão no texto, ser apenas parcial.

voltar ao índice

Não significa isto que haja qualquer sobreposição entre os campos de aplicação dos dois mercados em apreço. De facto, eles não se aplicam às mesmas realidades. O mercado de licenças de emissão de gases com efeito de estufa só abrange as actividades de produção de energia que, através de processos de combustão, libertem para a atmosfera dióxido de carbono (CO_2) – deixando de fora, portanto, todas as técnicas de produção de electricidade a partir de fontes renováveis. E o mercado de certificados verdes, pelo contrário, só abrange a produção de energias renováveis.

Todavia, embora tendo âmbitos de aplicação radicalmente distintos, estes dois mercados contribuem para um mesmo fim: estimular os métodos ecológicos de produção de energia. E fazem-no em termos relativamente semelhantes: premiando pecuniariamente quem opte por produzir electricidade a partir de fontes renováveis. Num caso, dispensando os produtores de electricidade renovável de comprar licenças de emissão[25]. No outro caso, permitindo-lhes vender os seus certificados verdes.

E daqui decorre um problema, a que já aludimos *supra*: o risco de duplicação dos incentivos atribuídos às energias renováveis. Não faz sentido, por exemplo, que o operador de um parque eólico seja simultaneamente beneficiado por produzir energia limpa (recebendo o valor dos certificados verdes) e por não produzir energia suja (poupando o custo das licenças de emissão).

Esta é, hoje-em-dia, uma temática da maior importância. Num momento, como o presente, em que o Mundo (ou partes dele, pelo menos) tende a avançar para uma "ecologia de mercado"[26] e se multiplicam as técnicas de comercialização de títulos representativos de valores ambientais, importa evitar que os diversos eco-mercados produzam, entre si, efeitos cruzados ou cumulativos. A verdade, porém, é que no estádio actual ainda não há uma ideia muito clara ou definitiva sobre a melhor forma de assegurar esse desiderato.

[25] De facto, uma vez que produção de electricidade a partir de fontes renováveis não liberta CO_2, os operadores deste sector não necessitam de adquirir as correspondentes licenças de emissão, ganhando assim uma vantagem financeira sobre os produtores de electricidade a partir de fontes convencionais.

[26] Sobretudo na literatura anglo-saxónica, são já frequentes as referências aos conceitos de "*free market environmentalism*" ou "*market-based environmentalism*". Cfr., por todos, TERRY LEE ANDERSON e DONALD LEAL, *Free Market Environmentalism*, revised edition, New York, 2001.

voltar ao índice

Uma hipótese consiste em não instituir mercados obrigatórios de energia renovável quando já exista e esteja em pleno funcionamento um mercado de emissões poluentes. Contudo, há alguns países europeus em que os dois mercados funcionam em simultâneo. Outra hipótese consiste em obrigar os produtores de electricidade renovável a escolher entre os certificados verdes e os benefícios decorrentes do mercado de carbono. Mas, uma vez que estes benefícios se verificam pela negativa (isto é, consistem no facto de, ao contrário dos demais produtores de electricidade, os produtores de electricidade renovável não necessitarem de adquirir licenças de emissão), não é fácil eliminá-los[27].

Em suma, a forma de evitar a dupla contagem ou a sobreposição de prémios concedidos pelo mercado às energias renováveis é ainda uma questão em aberto. Há que estar atento, pois, aos desenvolvimentos que venham a surgir nesta matéria, com o objectivo de travar sobre-incentivos desnecessários e contraproducentes.

V) Regulamentação jurídica das «Garantias de Origem»

É chegado o momento de olharmos para a legislação e apreciarmos de que forma esta lida com o fenómeno da certificação ou titularização da energia renovável. Apesar da novidade do tema, existem já algumas normas sobre garantias de origem. Contudo, há que reconhecer que o tratamento legal da figura deixa bastante a desejar, revelando-se, para além de incipiente, muito superficial, bastante disperso e pouco denso[28]. São várias as dúvidas que se levantam e há mesmo alguns aspectos essenciais ao funcionamento de um

[27] A não ser que, por exemplo, se exija como contrapartida da emissão de um certificado verde a entrega de um correspondente número de licenças de emissão. Esta poderá ser, eventualmente, uma solução para o problema em análise, assegurando que os produtores de electricidade renovável apenas recolhem as vantagens de um ou de outro dos mercados em questão. Eis uma proposta a considerar, que deverá merecer a devida reflexão.

[28] Até por este facto, as referências que se seguem assumirão um tom mais descritivo do que problematizante. Trata-se, doravante, de relatar o "estado da arte" quanto à regulamentação das garantias de origem, dando a conhecer a todos os interessados os diplomas e as normas que se debruçam sobre o tema. Fazemo-lo com um intuito essencialmente informativo, sem qualquer pretensão de aqui expor ou formular uma teoria geral – tarefa para a qual, de resto, a "matéria-prima" normativa é assumidamente curta.

voltar ao índice

sistema de transferência de garantias de origem que ficam totalmente por esclarecer. Enfim, estamos perante um domínio jurídico a carecer de uma grande dose de elaboração dogmática[29].

Vejamos, então, em que termos se encontram reguladas as garantias de origem, quer no Direito Comunitário, quer no Direito Português.

i) Regulamentação jus-comunitária

Como já tivemos ocasião de referir, as garantias de origem foram instituídas pelo artigo 5.º da Directiva n.º 2001/77/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de Setembro de 2001. Embora essa norma se encontre já revogada[30], importa ainda assim verificar, de forma muito sumária, o que aí se estabelecia:

a) As garantias de origem são emitidas em resposta a um pedido [5º/1]. Não se institui, portanto, um sistema obrigatório ou universal de certificação da energia renovável;

b) Os Estados-Membros podem designar um ou mais organismos competentes, independentes das actividades de produção e distribuição, para supervisionar a emissão das garantias de origem [5.º/2]. Assim sendo, (i) em cada país podem existir diversas entidades competentes na matéria, (ii) essas entidades devem dar garantias de independência, o que significa que se admite que sejam entidades privadas, desde que tenham total autonomia relativamente às empresas que operam no sector (embora não se especifique como é que se garante a independência e isenção de tais entidades) e, por fim, (iii) as entidades em causa são competentes, não para a emissão propriamente dita das garantias de origem, mas para a respectiva

[29] A este propósito, aliás, é curioso assinalar que, embora até já se encontre bastante literatura sobre o comércio de certificados verdes, quase sempre sob o ponto de vista da análise económica, é extremamente difícil encontrar literatura sobre o regime jurídico aplicável às garantias de origem. O que decorre do facto de, até ao momento, ter sido essencialmente a ciência económica, e não a ciência jurídica, a dedicar-se a este tipo de questões.

[30] Cfr. artigo 26.º, n.º 1 da Directiva n.º 2009/28/CE.

voltar ao índice

supervisão, o que deixa em aberto quem emite as garantias[31] e se a entidade emissora pode ou não ser a mesma que a entidade supervisora;

c) As garantias de origem devem especificar a fonte de energia a partir da qual foi produzida a electricidade, indicando as datas e locais de produção, a fim de permitir que os produtores de electricidade renovável demonstrem a origem da electricidade que vendem [5.º/3];

d) Exige-se o reconhecimento mútuo, pelos Estados-Membros, de todas as garantias de origem, exclusivamente para efeitos probatórios [5.º/4]. Ou seja, as garantias de origem têm um alcance europeu, produzindo efeitos à escala comunitária, mas a sua única finalidade consiste na certificação da origem renovável da electricidade.

Para além destes aspectos, o preceito em exame limitava-se a estipular que o sistema de garantias de origem deveria estar operacional, em todos os Estados-Membros, a partir de 27 de Outubro de 2003 [5.º/1]. Nada previa, porém, quanto a uma série de aspectos absolutamente essenciais para assegurar essa operacionalidade, como o procedimento de emissão das garantias de origem, a validade dessas garantias de origem (ou as respectivas modalidades de cancelamento/anulação/caducidade), a existência de um registo central de garantias de origem, a possibilidade de transferência de garantias de origem, etc..

Entretanto, como é sabido, foi aprovada uma nova directiva comunitária sobre energias renováveis: a Directiva n.º 2009/28/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de Abril de 2009 (doravante mencionada abreviadamente como "Directiva Renováveis"). Aí, no artigo 15.º, encontra-se traçado – em moldes renovados – o regime das garantias de origem. Trata-se, como veremos, de um regime bem mais extenso e detalhado (mas que, ainda assim, deixa algumas questões importantes em aberto):

a) As garantias de origem são emitidas a pedido dos produtores de electricidade ou de energia de aquecimento e arrefecimento [15.º/2]. Ou seja, as garantias de origem passam a aplicar-se, não só à

[31] Em última análise, abre a porta inclusivamente à auto-certificação, isto é, à emissão de garantias de origem pelos próprios produtores de electricidade a partir de fontes renováveis.

voltar ao índice

produção de electricidade, mas também à produção de frio e calor, desde que tenham origem em fontes renováveis;

b) As garantias de origem servem para efeitos de prova, ao consumidor final, da quota ou quantidade de energia proveniente de fontes renováveis, nos termos do n.º 9 do artigo 3.º da Directiva n.º 2009/72/CE[32] [15.º/1 e 7; considerandos 52 e 54];

c) As garantias de origem não servem para demonstrar o cumprimento das metas nacionais de utilização de energia proveniente de fontes renováveis [15.º/2][33];

d) Exige-se o reconhecimento, pelos Estados-Membros, de todas as garantias de origem, exclusivamente para efeitos probatórios [15.º/9];

e) As garantias de origem podem ser transferidas, separada ou conjuntamente com as transferências físicas de energia [15.º/2, 4, 5 e 8; considerando 52]. Assim, embora tenham uma finalidade estritamente informativa ou probatória, as garantias de origem são livremente transaccionáveis e, nessa medida, ser-lhes-á atribuído um determinado valor económico;

f) Os Estados-Membros podem determinar que não seja concedido qualquer apoio a um produtor caso ele receba garantias de origem [15.º/2; considerando 56][34]. Numa primeira leitura, pareceria estar aqui implícita a ideia de que das garantias de origem já resulta um prémio ou benefício para o produtor de energia renovável, razão pela qual esse produtor não deve receber qualquer outro tipo de apoio – o que

[32] Que substituiu, desde o passado dia 3 de Março de 2011, o n.º 6 do artigo 3.º da Directiva n.º 2003/54/CE.

[33] Isto é, ao contrário do que constava da proposta originalmente apresentada pela Comissão, a Directiva Renováveis acabou por não permitir que os Estados-Membros recorram à aquisição de garantias de origem geradas noutros Estados-Membros como forma de atingirem os seus objectivos nacionais de consumo de energias renováveis. Para esse efeito a Directiva contempla outros mecanismos flexíveis, como as transferências estatísticas (6.º) ou os projectos conjuntos entre Estados-Membros (7.º) e entre Estados-Membros e países terceiros (9.º).

[34] Contudo, de forma potencialmente contraditória, prevê-se que as garantias de origem especifiquem o regime de apoio subjacente à energia renovável produzida [15.º/6/d)].

voltar ao índice

configuraria o sistema de garantias de origem como um mecanismo não estritamente certificatório, mas também de incentivo (aproximando-se assim do mercado de certificados verdes)[35]. Numa segunda leitura, porém, percebemos que o que está em causa é apenas a estipulação de que as garantias de origem não conferem, por si só ou automaticamente, o direito a beneficiar de regimes de apoio nacionais;

g) As garantias de origem equivalem a 1 MWh cada [15.º/2];

h) As garantias de origem têm um prazo de vigência de 12 meses e são canceladas após a sua utilização [15.º/3];

i) As garantias de origem têm formato electrónico [2.º/j); 15.º/5];

j) As garantias de origem devem especificar se se referem a electricidade ou a energia de aquecimento e arrefecimento, qual a fonte a partir da qual foi produzida a energia, as datas de início e de fim da produção, a identificação, localização, tipo, capacidade e data de entrada em serviço da instalação onde a energia foi produzida, bem como o tipo de apoio concedido [15.º/6];

k) A supervisão da emissão, transferência e cancelamento das garantias de origem é efectuada pelos Estados-Membros ou por organismos competentes, não geograficamente sobrepostos e independentes das actividades de produção, comércio e fornecimento [15.º/4]. Saliente-se a novidade de, havendo várias entidades competentes, elas deverem ter responsabilidades que não se sobreponham geograficamente, ou seja, vigora um princípio de competência territorial, pelo que em cada área apenas haverá uma única entidade competente;

l) Cada unidade de energia produzida só pode ser objecto de uma única garantia de origem e os Estados-Membros devem assegurar que cada unidade de energia produzida a partir de fontes renováveis seja tida em conta apenas uma vez [15.º/2; considerando 52]. Manifesta-se aqui a preocupação de evitar uma dupla contagem da energia renovável, o

[35] No entanto, afastando expressamente este entendimento, vd. o considerando 52 *in fine*.

voltar ao índice

que, naturalmente, colocaria em causa a credibilidade de todo o sistema de certificação em apreço;

m) A cada garantia de origem é atribuído um número de identificação único, devendo os Estados-Membros criar os mecanismos necessários para assegurar que as garantias de origem sejam precisas, fiáveis e à prova de fraude [15.º/5 e 6/f)];

n) Os Estados-Membros poderão exigir que os fornecedores de electricidade disponham de uma percentagem mínima de garantias de origem provenientes de instalações recentes, que tenham entrado em funcionamento ou aumentado a sua capacidade após 25 de Junho de 2009 [15.º/12; considerando 53].

Vários dos elementos aqui recenseados apontam no sentido de que as garantias de origem servem apenas para informar os consumidores quanto à proveniência da energia que utilizam e não para que estes preencham uma determinada quota obrigatória de consumo de energias renováveis. No entanto, cremos que uma coisa não é necessariamente incompatível com a outra. O facto de se afirmar, repetidamente, que as garantias de origem têm efeitos meramente probatórios não exclui (embora também não obrigue) que estas sejam utilizadas no contexto de um mercado de energia renovável. Basta que se entenda que o efeito probatório visa, justamente, demonstrar a utilização de uma percentagem mínima de energia produzida a partir de fontes renováveis. De acordo com este entendimento, as garantias de origem podem, afinal de contas, funcionar como uma espécie de certificados verdes[36]. Voltaremos ao tema mais adiante.

Justifica-se ainda uma última referência ao Direito Comunitário para assinalar que também a Directiva n.º 2004/8/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de Fevereiro de 2004, relativa à promoção da cogeração[37], prevê, no seu artigo 5.º, a emissão de garantias de origem, neste caso destinadas a

[36] Não ignoramos o disposto na parte final do considerando 52 da Directiva Renováveis, onde se proclama a «distinção entre os certificados verdes utilizados para os regimes de apoio e as garantias de origem». Mas o que está em causa não é, em todo o caso, a assimilação das duas figuras; apenas a eventual utilização das garantias de origem no contexto e para efeitos de um mercado de certificados verdes. Vd. *infra*.

[37] Publicada no JOUE L 52, de 21.02.2004.

voltar ao índice

comprovar a origem da electricidade produzida em cogeração de elevada eficiência. Ou seja, as garantias de origem não dizem respeito apenas à energia produzida a partir de fontes renováveis, mas também à energia proveniente de cogeração. Há, portanto, dois tipos de garantias de origem. Convém ter presente, porém, que as garantias de origem relativas à cogeração não podem ser utilizadas para efeitos da divulgação de utilização de energia renovável, nos termos do n.º 9 do artigo 3.º da Directiva n.º 2009/72/CE[38], dado que isso poderia resultar numa dupla contabilização e dupla comunicação[39].

ii) Regulamentação jus-nacional

Em Portugal, só muito recentemente, com a aprovação do Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de Dezembro, é que passou a haver um regime jurídico consolidado e minimamente consistente sobre garantias de origem. Até então, embora já existissem algumas disposições avulsas e parcelares, a regulamentação aplicável neste domínio era muitíssimo lacónica e confusa.

Antes de entrarmos na análise dos actos legislativos relevantes, todavia, importa referir que, desde há alguns anos a esta parte, têm vindo a ser aprovados diversos planos ou programas estratégicos que aludem à criação, no nosso país, de um mercado de certificados verdes.

É o caso da Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro, que aprovou a *Estratégia Nacional para a Energia*. No seu ponto 3., sob a epígrafe "Reforço das energias renováveis", sustenta-se que «a produção a partir de fontes renováveis propicia a entrada de novos actores no mercado de produção, sendo também um factor de acrescida concorrência, pelo que importa criar incentivos a uma maior participação desta produção no mercado, nomeadamente através da criação de uma plataforma de negociação de certificados verdes».

Por volta da mesma altura, a Resolução do Conselho de Ministros n.º 183/2005, de 28 de Novembro, aprovou o *Programa Nacional de Acção para o*

[38] Que substituiu, desde o passado dia 3 de Março de 2011, o n.º 6 do artigo 3.º da Directiva n.º 2003/54/CE.

[39] Neste sentido, cfr. o considerando 55 da Directiva Renováveis.

voltar ao índice

Crescimento e o Emprego 2005-2008 (isto é, a concretização interna do plano comunitário conhecido por "Estratégia de Lisboa"). Aí, no contexto da "Medida n.º 12 – Aproveitamento da energia eólica e de outras energias renováveis", assume-se que «serão tomadas medidas conducentes [...] ao enquadramento legislativo dos certificados verdes».

Mais recentemente, a Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010, de 15 de Abril, veio rever a *Estratégia Nacional para a Energia*, estabelecendo novos eixos de acção e metas para 2020. No seu ponto 2., relativo à "Aposta nas energias renováveis", prevê-se que «no âmbito das metas do Pacote Clima-Energia para Portugal e com o objectivo de promover a incorporação de energias de fontes renováveis, poderá ser utilizado o mercado de garantias de origem»[40].

A verdade, porém, é que em qualquer um dos três casos citados estamos perante afirmações de conteúdo essencialmente programático ou orientador, senão mesmo de meras opções políticas, definições de prioridades e anúncios de intenções. Intenções essas que, em bom rigor, acabaram por "não sair do papel".

De facto, embora tenham sido aprovadas algumas disposições normativas sobre a matéria, em Portugal o mercado de certificados verdes nunca chegou a ser uma realidade efectiva. Ainda assim, importa conhecer de que forma o Legislador nacional tem vindo a abordar esta temática.

O primeiro diploma legislativo a referir-se a certificados verdes – e garantias de origem – foi o Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de Fevereiro[41]. Estava aí em causa, essencialmente, o regime de remuneração das centrais de produção de electricidade a partir de fontes renováveis. E foi neste contexto que o

[40] Repare-se como, ao contrário das Resoluções do Conselho de Ministros anteriormente citadas, que falavam em "certificados verdes", esta faz referência a "garantias de origem". E, mais do que isso, refere-se a um "mercado de garantias de origem", qualificando-o como um meio de promoção das energias renováveis. O que significa que as garantias de origem são aqui vistas, não como meros atestados, com intuitos informativos ou probatórios, destinados a demonstrar a proveniência renovável da energia, mas como um mecanismo de mercado destinado a incentivar a incorporação de energias renováveis.

[41] Embora o tenha feito – há que reconhecê-lo – de forma bastante superficial, assistemática e ambígua.

voltar ao índice

Legislador admitiu que os produtores de energia limpa pudessem ser remunerados pelo produto da venda de certificados verdes.

Quanto a instalações existentes (isto é, instalações que, à data de entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 33-A/2005[42], tivessem licença de estabelecimento ou pedido de informação prévia favorável), consagrou-se aí o seguinte:

a) O regime de remuneração anterior mantém-se [4.º/3]:

   i) para pequenas centrais hídricas: até ao final da respectiva licença de utilização de água para produção de electricidade;

   ii) para instalações não hídricas já em exploração: durante 15 anos a contar da data de entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 33-A/2005[43];

   iii) para as restantes instalações: durante 15 anos a contar da data de atribuição da licença de exploração;

b) Depois disso, as instalações serão remuneradas pelo fornecimento da electricidade entregue à rede a preços de mercado, acrescido das receitas obtidas pela venda de certificados verdes [4.º/4]. Prevê-se, portanto, a instituição de um mercado de certificados verdes;

c) Se, nessa altura, ainda não existirem certificados verdes transaccionáveis, aplicar-se-á durante cinco anos a tarifa referente às centrais renováveis que então iniciem a sua exploração [4.º/5]. O que significa que o mercado de certificados verdes não estava ainda operacional e já se previa que pudesse assim continuar durante alguns anos.

Diferentemente, quanto a instalações novas, definiram-se as seguintes regras:

a) A garantia de remuneração (*feed-in*), nos termos constantes do Anexo II, não é cumulável com os ganhos resultantes da venda de certificados verdes [3.º/3]. Ou seja, o sistema de majoração da tarifa e o mercado de certificados verdes não são compatíveis entre si;

[42] A saber: 17 de Fevereiro de 2005.

[43] Idem.

voltar ao índice

b) Até à entrada em vigor do diploma que regulamente as condições de emissão e transacção de certificados verdes, os produtores de electricidade a partir de fontes renováveis beneficiarão do regime de garantia de remuneração [3.º/4];

c) Após a entrada em vigor do diploma que regulamente as condições de emissão e transacção de certificados verdes, os produtores que prefiram transitar para um regime de mercado deverão comunicar essa intenção, com 60 dias de antecedência, deixando de beneficiar do regime de garantia de remuneração [3.º/4];

d) Enquanto essa comunicação não for efectuada, porém, presume-se que os produtores optam pela garantia de remuneração, sendo os respectivos certificados verdes emitidos a favor do operador do sistema, que os transaccionará, revertendo o seu valor a favor do uso geral do sistema [3.º/5];

e) Em todo o caso, a garantia de remuneração está sujeita a limites, quer quantitativos, quer temporais [n.º 20 do Anexo II]. Quando esses limites forem atingidos, os produtores passarão a ser remunerados pelo fornecimento da electricidade entregue à rede a preços de mercado, acrescido das receitas obtidas pela venda de certificados verdes [n.º 22 do Anexo II].

Duas notas ressaltam do esquema remuneratório acabado de descrever.

Em primeiro lugar, o facto de se prever a futura aprovação de um diploma que regulamente a emissão e a transacção de certificados verdes [3.º/4]. O que significa, por um lado, que o legislador nacional contemplou o funcionamento, no nosso país, de um mercado de certificados verdes; mas, por outro lado, que esse mercado ainda não estava em vigor[44]. Ou seja, em 2005 o mercado de certificados verdes era assumido como um projecto ou um desígnio, mas não era ainda uma realidade.

Em segundo lugar, o facto de o artigo 3.º, n.º 3 se referir à «transacção de certificados verdes associados à garantia de origem da electricidade

[44] Admitindo-se, até, que não viesse a estar durante um largo período de tempo (o artigo 4.º, n.º 5 do Decreto-Lei n.º 33-A/2005 previa que durante os 15 anos seguintes pudessem não existir certificados verdes transaccionáveis, concedendo-se um prazo adicional de cinco anos para o efeito).

voltar ao índice

produzida a partir de fontes de energia renováveis», relacionando directamente os conceitos de "certificado verde" e "garantia de origem". E, mais do que isso, configurando expressamente estes conceitos como mecanismos de incentivo à produção de energia limpa. Resultam daqui indícios, portanto, de que as garantias de origem poderão eventualmente funcionar como uma espécie de certificados verdes, sendo negociadas entre agentes económicos com o objectivo de estes demonstrarem o preenchimento da sua quota obrigatória de energias renováveis. O diploma em apreço não menciona, porém, quaisquer quotas, nem é absolutamente explícito quanto à natureza ou às funções das garantias de origem. Em todo o caso, ao tratar desta matéria no contexto da remuneração dos produtores de electricidade renovável, dá a entender que não estamos perante instrumentos com uma finalidade estritamente probatória.

Depois desta estreia algo titubeante – prevendo o comércio de certificados verdes, mas remetendo a sua aplicação prática para um futuro incerto – e confusa – deixando inúmeras interrogações quanto ao alcance, às características e ao regime desses certificados verdes / garantias de origem – foi preciso esperar mais alguns anos até que o Legislador nacional voltasse novamente ao tema. Fê-lo em 2010 e, desta feita, através de dois diplomas.

O primeiro desses diplomas é o Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de Março, que estabelece a disciplina da actividade de cogeração, procedendo à transposição da Directiva n.º 2004/8/CE. Aí, nos artigos 21.º e ss., prevêem-se duas figuras distintas: as garantias de origem, que atestam que a electricidade foi produzida em cogeração de elevada eficiência; e os certificados de origem, que atestam que a electricidade foi produzida em cogeração eficiente. Sem entrar em grandes pormenores, gostaríamos de salientar apenas três aspectos quanto ao regime das garantias e dos certificados de origem: em ambos os casos, é duvidoso que estejamos perante títulos jurídicos livremente transaccionáveis; a sua entrega ao comercializador de último recurso é condição necessária para a aplicação de uma tarifa de referência [21.º/8; 22.º/4]; e a entidade competente para a sua emissão é a concessionária da Rede Nacional de Transporte de Electricidade, ou seja, a REN, S.A. [23.º/1].

voltar ao índice

O segundo desses diplomas é o Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de Dezembro, que transpôs parcialmente a Directiva Renováveis. Entre outras coisas, define-se aí o regime aplicável à emissão, transacção e utilização das garantias de origem relativas à produção de energia a partir de fontes renováveis. Vejamos os seus aspectos mais salientes (que, em todo o caso, não se afastam do disposto na Directiva Renováveis):

a) As garantias de origem são emitidas a pedido dos produtores de electricidade ou de energia de aquecimento e arrefecimento [9.º/1];

b) A entidade emissora de garantias de origem (EEGO) é, relativamente à produção de electricidade e de energia para aquecimento e arrefecimento a partir de fontes de energia renováveis, o Laboratório Nacional de Energia e Geologia, IP [11.º/1]. Ou seja, diferentemente do que se passa com as garantias e os certificados de origem relativos à cogeração, cuja entidade competente é a REN, no caso das garantias de origem relativas à energia produzida a partir de fontes renováveis, a entidade competente para a sua emissão é o LNEG[45];

c) As garantias de origem servem para efeitos de prova, destinando-se a comprovar ao consumidor final a quota ou quantidade de energia proveniente de fontes renováveis presente no cabaz energético de um determinado fornecedor [9.º/4 e 5; 10.º/1];

d) As garantias de origem não têm qualquer relevância para o cumprimento das metas nacionais de utilização de energia proveniente de fontes renováveis [9.º/4];

e) As garantias de origem emitidas noutros Estados-Membros são reconhecidas pelo Estado Português [10.º/3];

f) As garantias de origem podem ser transaccionadas fisicamente separadas da energia que lhes deu origem [9.º/4];

[45] No entanto, o facto de o artigo 12.º/1/c) do Decreto-Lei n.º 141/2010 fazer referência a «garantias e certificados de origem» lança a suspeita sobre se não terá sido intenção do Legislador revogar tacitamente a competência da REN na matéria e concentrar todas as tarefas de certificação e rotulagem de energia no LNEG.

voltar ao índice

g) A emissão de garantias de origem não pode ser cumulativa com qualquer outro regime de apoio à produção de energia de fonte renovável [9.º/2]. No entanto, um pouco contraditoriamente, o artigo 10.º/2/d) exige que as garantias de origem especifiquem se, e em que medida, a energia produzida beneficiou de algum regime de apoio e qual;

h) As garantias de origem equivalem a 1 MWh cada [10.º/5];

i) As garantias de origem têm um prazo de vigência de 12 meses e são canceladas após a sua utilização [10.º/5 e 6];

j) As garantias de origem são formalizadas em documento electrónico [10.º/1];

k) As garantias de origem devem especificar se se referem a electricidade ou a energia de aquecimento e arrefecimento, qual a fonte a partir da qual foi produzida a energia, as datas de início e de fim da produção, a identificação, localização, tipo, capacidade e data de entrada em serviço da instalação onde a energia foi produzida, o tipo de apoio concedido, bem como a data e país de emissão e um número de identificação único [10.º/2];

l) Os produtores de electricidade proveniente de fontes renováveis devem, salvo excepções devidamente autorizadas, adquirir e instalar um equipamento de telecontagem, de acordo com especificações técnicas constantes de regulamento [14.º/3 e 4].

Em suma, embora haja referências a "garantias de origem" na nossa legislação desde 2005, só muito recentemente, com o Decreto-Lei n.º 141/2010, é que passámos a ter um regime detalhado e operacional sobre a matéria. Este regime deixa ainda alguns problemas por resolver, mas, no essencial, consegue estruturar um sistema convincente de certificação da energia renovável.

Fica, no entanto, a dúvida sobre se o regime em apreço é ou não relevante para efeitos do artigo 3.º, n.º 4 do Decreto-Lei n.º 33-A/2005. Isto é, se o Decreto-Lei n.º 141/2010 constitui o diploma de regulamentação dos certificados verdes que havia sido prometido pelo Decreto-Lei n.º 33-A/2005 e

a partir da qual os produtores de electricidade renovável poderiam optar por transitar para um regime de mercado, abdicando da garantia de remuneração (*feed-in*) e passando a beneficiar do produto da venda dos seus certificados verdes.

A nosso ver, a intenção do Legislador no Decreto-Lei n.º 141/2010 parece ter sido apenas a de proceder à transposição das normas jus-comunitárias sobre garantias de origem; e não a de, finalmente, institucionalizar no nosso país um mercado de certificados verdes. Vários indícios concorrem neste sentido: o diploma em questão não estabelece quaisquer quotas obrigatórias de consumo de electricidade renovável; de resto, nada dispõe acerca da remuneração dos produtores de energia a partir de fontes renováveis; aliás, nem sequer menciona a expressão "certificados verdes"[46].

Pelo que, salvo melhor opinião, cremos que o Decreto-Lei n.º 141/2010 regulamenta as condições de emissão e transacção de garantias de origem, mas não consagra o funcionamento de um mercado de certificados verdes – e, portanto, não é ainda o diploma a que o artigo 3.º, n.º 4 do Decreto-Lei n.º 33-A/2005 faz referência.

Conclusão

Em jeito de conclusão, podemos afirmar que os títulos ou atestados de energia renovável – qualquer que seja a sua concreta designação – podem ter dois objectivos distintos: comprovar a origem renovável da energia (prova) e/ou estimular a utilização de energia obtida a partir de fontes renováveis (incentivo). Para funcionarem como um mecanismo de incentivo, esses títulos ou atestados têm que ser transaccionáveis e destinar-se a preencher uma quota mínima de consumo de energias renováveis.

No que diz respeito às "garantias de origem", instituídas e reguladas pelo Direito Comunitário, é relativamente seguro concluir que elas visam demonstrar a proveniência renovável da energia. Nesse sentido militam, quer a definição legal da figura («documento electrónico com a única função de provar ao consumidor final que uma dada quota ou quantidade de energia foi

[46] Salvo, de forma muito lateral, no artigo 9.º/3/d).

voltar ao índice

produzida a partir de fontes renováveis»)[47], quer diversos aspectos do seu regime jurídico que corroboram a natureza certificativa ou probatória das garantias de origem.

No que diz respeito ao "certificados verdes", eles são objecto de um mercado cujo objectivo consiste em, da forma economicamente mais eficiente possível[48], aumentar o peso das energias renováveis no *mix* energético. Assim, e como já tivemos oportunidade de constatar *supra*, o mercado de certificados verdes reúne todas as características necessárias para ser qualificado como um regime de apoio à produção de electricidade a partir de fontes renováveis.

Pelo que, em suma, as garantias de origem servem como prova; e, em paralelo, podem funcionar mercados de certificados verdes, como mecanismo de incentivo. Questionamo-nos, porém, se as garantias de origem não poderão servir como (ou evoluir para) certificados verdes.

Um problema se levanta, de imediato. É que a Directiva Renováveis é absolutamente clara ao estipular que as garantias de origem têm uma função exclusivamente probatória. Todavia, consideramos que este não é um obstáculo intransponível. O que se pretende, ao integrar as garantias de origem no mercado de energia renovável, é que elas possam ser usadas pelos particulares para demonstrar o consumo de uma percentagem mínima de energia limpa – o que, para todos os efeitos, se compreende ainda dentro da função probatória das garantias de origem. Nesta medida, é precisamente a função probatória das garantias de origem que interessa ao mercado e que justifica a sua utilização como certificados verdes.

Ainda assim, não podemos deixar de ter presente que garantias de origem e certificados verdes são coisas diferentes. Aliás, o considerando 52 da Directiva Renováveis não deixa, a este propósito, qualquer margem para dúvidas: «Importa […] estabelecer uma distinção entre os certificados verdes utilizados para os regimes de apoio e as garantias de origem».

[47] Artigo 2.º, alínea j) da Directiva Renováveis.

[48] Embora este desiderato nem sempre seja atingido, tendo a Comissão Europeia concluído que, na generalidade dos casos, os sistemas de majoração da tarifa (*feed-in*) se revelam mais eficazes e mais eficientes na expansão das energias renováveis. Vd. *supra*.

voltar ao índice

Seja como for, aquilo que defendemos não é a assimilação ou identidade dos dois conceitos. Pelo contrário, julgamos que garantias de origem e certificados verdes são realidades distintas e perfeitamente autónomas. Tanto assim é que a certificação da energia renovável, por via da emissão de garantias de origem, não implica necessariamente a existência de um mercado de certificados verdes; e, de resto, a maior parte dos Estados-Membros da União Europeia, onde vigora um sistema de garantias de origem, não têm mercados obrigatórios de certificados verdes. Em sentido inverso, o comércio de certificados verdes ou *renewable energy certificates* não pressupõe o sistema comunitário de emissão de garantias de origem e, aliás, funciona mesmo nalguns países extra-comunitários.

Dando como assente a autonomia dos conceitos, o que nós sugerimos é que as garantias de origem possam eventualmente funcionar também como certificados verdes, sendo transaccionadas entre agentes económicos para que estes consigam, com o menor custo possível, perfazer as suas obrigações de utilização de energias renováveis. Ou seja, para além dos seus efeitos informativos, que sempre têm, as garantias de origem poderão ainda, se e quando existirem quotas obrigatórias de consumo de energia renovável, adquirir uma outra funcionalidade: a de comprovar o preenchimento dessas quotas.

Neste cenário, as garantias de origem, que já são livremente transaccionáveis, passariam a estar funcionalmente associadas ao cumprimento de uma obrigação mínima de incorporação de energia proveniente de fontes renováveis, reunindo desta forma os elementos necessários para serem qualificadas como um instrumento de estímulo às energias renováveis. Ou seja, as garantias de origem seriam parte integrante do funcionamento de um mercado destinado a incentivar a produção e o consumo de electricidade limpa, assumindo assim feições típicas dos certificados verdes[49].

Cremos, todavia, que esta utilização das garantias de origem – sendo admissível sob o ponto de vista teórico – carece de consagração expressa e inequívoca na lei. O Direito Comunitário, segundo cremos, não a afasta[50], mas

[49] Em sentido próximo, cfr. IÑIGO SANZ RUBIALES, Mercados de Cuotas …, cit..

[50] Como já afirmámos *supra*, o facto de a Directiva Renováveis estipular, por mais do que uma vez, que as garantias de origem apenas servem como prova da fonte a partir da qual a energia foi produzida não é incompatível com a sua utilização no

voltar ao índice

seguramente não a consagra. E o Direito Português, como tivemos ocasião de verificar, chega a referir que os «certificados verdes [estão] associados à garantia de origem da electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis»[51], mas fá-lo de uma forma que não é absolutamente peremptória e consequente.

Nestes termos, podemos concluir que as garantias de origem nem sempre têm – *rectius*, por regra não têm – como objectivo estimular a produção de energia a partir de fontes renováveis. Para que elas funcionem como um incentivo à adopção de formas limpas de energia é preciso que haja uma opção legal muito clara nesse sentido. Se assim acontecer, essas garantias de origem, para além de actos certificativos, passarão a valer também como bens transaccionáveis (*commodities*) no seio do mercado de energia renovável. Mas – insistimos – só se o Legislador expressamente lhes atribuir essa função.

Em qualquer caso, o caminho está aberto e as garantias de origem poderão mesmo vir a ser relevantes num contexto de mercado, funcionando como autênticos certificados verdes. Daí o título que demos a este estudo: «*Garantias de origem*: em direcção a um mercado europeu de certificados verdes?».

voltar ao início do texto

contexto de um mercado de energia renovável, se considerarmos que é justamente a eficácia probatória dessas garantias de origem que permite assegurar a existência de procura nesse mercado (isto porque é através da aquisição de garantias de origem que se pode demonstrar o preenchimento da quota obrigatória de consumo de energias renováveis).

[51] Cfr. artigo 3.º, n.º 3 do Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de Fevereiro. Também a *Estratégia Nacional para a Energia 2020*, a que fizemos alusão *supra*, menciona um «mercado de garantias de origem», «com o objectivo de promover a incorporação de energias de fontes renováveis».

voltar ao índice

Energia nuclear em Portugal? Uma abordagem "agnóstica"

Miguel Sousa Ferro

Colaborador externo da Sérvulo & Associados

Doutorando na Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa

1. Introdução

Realizou-se a 20 de Outubro de 2010, no quadro da Conferência sobre Ambiente e Energia organizada pelo Instituto de Ciências Jurídico-Políticas da Faculdade de Direito de Lisboa, uma mesa redonda subordinada ao tema "Energia nuclear: uma alternativa?".

Esta louvável iniciativa, que tive a honra de moderar por convite da Prof.ª Doutora Carla Amado Gomes, contou com a participação do Prof. Doutor Francisco Ferreira (Vice-Presidente da Quercus), na posição contra a opção pelo nuclear, e do Eng.º Pedro de Sampaio Nunes (Ex-Secretário de Estado da Economia e da Inovação e actual Administrador da Greencyber), na posição a favor.

Este artigo não tem por objectivo resumir os argumentos apresentados pelos oradores, que foram extensos e muito aprofundados[1], mas sim de fornecer uma breve introdução à problemática da opção pela energia nuclear, e de disponibilizar um enquadramento jurídico – nacional e supranacional – desta discussão.

Trata-se de uma abordagem "agnóstica" num duplo sentido. Primeiro, os meus limitados conhecimentos neste domínio de elevada complexidade técnica exigem elevada modéstia na discussão dos prós e contras da energia nuclear. Segundo, trata-se efectivamente de uma opção na qual não tenho

[1] A apresentação do Eng.º Pedro de Sampaio Nunes encontra-se disponível para *download* em: http://www.icjp.pt/outrasini/cursos/621/documentacao.

voltar ao índice

posição perfilhada. Como se verá, são muitos os argumentos a considerar, dos quais os mais decisivos se prendem com aspectos que não estou em condições de avaliar, e muito poucos há que o estejam de facto.

2. Sobre a energia nuclear

A 6 de Agosto de 1945 foi lançada sobre Hiroshima uma bomba atómica. Três dias depois seguia-se-lhe uma outra bomba em Nagasaki. No seu conjunto, as duas bombas causaram cerca de 200.000 mortes. Até hoje, o conceito de energia nuclear persiste intimamente associado à imagem da destrutiva nuvem em cogumelo – o "pecado original" que nos acompanha até ao presente.

A 8 de Dezembro de 1953, quando os EUA já haviam perdido o monopólio das armas nucleares, o Presidente americano Dwight D. Eisenhower fez o famoso discurso *"Atoms for Peace"* perante a Assembleia Geral das Nações Unidas. Reconhecendo o grande risco da proliferação do armamento nuclear, o Governo americano falou em prol da necessidade de se explorarem e difundirem a todo o mundo as aplicações pacíficas da energia e tecnologia nucleares, sugerindo a criação de uma agência internacional da energia atómica que funcionaria designadamente como um banco internacional de material físsil.

Esta agência foi eventualmente criada, mas ficou bem aquém da proposta inicial, reflectindo o compromisso possível nessa altura ao nível da comunidade internacional. Ainda assim, as soluções encontradas permitiram criar um quadro no qual as aplicações pacíficas da tecnologia nuclear puderam ser exploradas e difundidas com relativa segurança.

Embora a cisão nuclear tenha sido conseguida pela primeira vez em 1934, o primeiro reactor nuclear só foi construído em 1942, em Chicago, e só em 1956 entrou em funcionamento no Reino Unido a primeira central nuclear comercial, produzindo inicialmente apenas 50 MW.

Hoje, cerca de 15% da electricidade mundial é produzida através de energia nuclear, existindo cerca de 450 centrais nucleares. Dos 27 Estados-Membros da União Europeia, 15 têm centrais nucleares. No seu conjunto, a UE

voltar ao índice

é o maior produtor de energia nuclear do mundo, sendo esta que garante cerca de um terço da electricidade consumida. A França obtém cerca de 75% da sua electricidade através da energia nuclear – um recorde mundial (trata-se mais ou menos de um máximo, já que, devido às variações das necessidades de consumo e ao ritmo constante de produção eléctrica das centrais nucleares, é ineficiente contar exclusivamente com estas como meio de produção).

Deverá ainda ter-se em conta o uso "dissimulado" da energia nuclear. Portugal, por exemplo, é de certo modo um país nuclear, na medida em que uma parte significativa da electricidade da nossa rede é produzida através de energia nuclear: cerca de 15% da energia eléctrica consumida anualmente em Portugal é importada de centrais nucleares espanholas.

Vários Estados-Membros que tinham adoptado planos de "phase-out" da energia nuclear voltaram atrás nesta intenção. De modo geral, tornou-se evidente que é impossível alcançar os objectivos de redução das emissões de gases poluentes sem uma aposta significativa na energia nuclear, sem prejuízo do investimento paralelo nas energias renováveis. De facto, a situação actual é tanto mais preocupante quanto muito do parque nuclear europeu está a chegar ao seu termo de vida, não existindo suficientes projectos de centrais já em curso que permita colmatar a perda futura de capacidade instalada. É importante não esquecer que uma central nuclear demora uma década ou mais a construir, desde a fase de projecto até ao início do funcionamento. Isto implica um planeamento muito antecipado que tenha em conta as previsões de necessidades energéticas.

De acordo com dados de 2006 do Eurobarómetro, 55% dos cidadãos da União Europeia estão contra o uso da energia nuclear, enquanto só 37% estão a favor. No entanto, 38% dos que estão contra indicaram que mudariam de opinião caso se resolvesse o problema dos resíduos radioactivos. Ou seja, se esse "problema" fosse resolvido, 58% dos cidadãos europeus estariam a favor do uso da energia nuclear[2].

Isto mostra bem até que ponto a promoção da energia nuclear depende do esclarecimento da população sobre o tratamento e

[2] http://ec.europa.eu/energy/nuclear/waste/doc/2006_06_nucelar_waste_update_review_en.pdf

voltar ao índice

armazenamento de resíduos radioactivos – mais que o receio de um novo "Chernobyl" (eventualidade tornada virtualmente impossível pelo avanço tecnológico), é a ideia de resíduos que ficam radioactivos por milhares de anos que preocupa as pessoas – a escala temporal supra-humana parece assim ser entendida como implicando, em si, perigos ou riscos incomportáveis.

Vejamos alguns factos a este respeito. Uma central com um reactor nuclear de 1000 MW produz anualmente cerca de 30 toneladas de combustível irradiado. Este combustível é depois processado para separar os diferentes tipos de resíduos, sendo que, daquela quantidade, só 3 m^3 (por ano) serão resíduos de elevada actividade – aqueles que são fonte de preocupações. Estamos, portanto, a falar de quantidades relativamente reduzidas de resíduos, em especial em comparação com aqueles que são produzidos por centrais com base em combustíveis fósseis.

Os resíduos de elevada actividade são vitrificados e colocados em contentores de aço inoxidável. Durante os primeiros 30 a 50 anos, são mantidos em piscinas, enquanto o nível de calor produzido pela radioactividade não diminui até níveis seguros para se passar a um armazenamento definitivo. Este último é feito no subsolo, em estruturas geológicas cuidadosamente escolhidas com base na sua estabilidade a longo prazo, e com protecção adicional de chumbo e titânio (para além da protecção inicial acima descrita).

Garantem os engenheiros e cientistas especialistas nesta área que estas medidas de segurança impedem em absoluto a contaminação ambiental. Ainda assim, a construção destas estruturas de "solução definitiva" suscita quase sempre graves problemas no processo democrático, sendo que quase nenhum país do mundo conseguiu ainda construir o seu repositório final (só agora nos aproximamos dos anos de existência de centrais nucleares em que a existência de tais depósitos se impõe).

O combustível nuclear irradiado pode ainda ser reciclado, transformado em MOX ("mixed oxide fuel") que permite a sua reutilização nas centrais nucleares. A França e a Inglaterra, por exemplo, recorrem a este método.

A isto acresce que se continua a investir significativamente no desenvolvimento de novas técnicas de gestão de resíduos radioactivos,

procurando-se encontrar soluções que dispensem o armazenamento a muito longo prazo – por exemplo, através da redução artificial da sua radioactividade.

Quanto ao funcionamento de uma central nuclear, importa dissipar mitos. A maioria de nós pensa em energia nuclear como algo de quase esotérico e tecnologicamente muito avançado. Esta noção dá azo ao medo do desconhecido, parecendo-nos que os operadores das centrais recorrem a forças que podem facilmente escapar ao seu controlo. A verdade é bem diferente. Tirando a tecnologia que permite provocar e controlar a cisão do átomo de urânio, uma central nuclear usa tecnologia que existe desde o final do século XIX – ironicamente, não está muito longe da inicial máquina de vapor e turbina. Pensando no modelo mais comum de central nuclear (com base em água pressurizada), a única diferença relativamente às centrais de combustíveis fósseis é o modo como se produz o calor que aquece a água que, por sua vez, faz funcionar a turbina que acciona o gerador.

Numa central nuclear, a água que faz funcionar o gerador é aquecida através da energia libertada quando um átomo de urânio (ou plutónio) se "parte em dois" (dando origem a outros elementos). Esta cisão é obtida através do bombardeamento do núcleo do átomo com neutrões (usando uma fonte que emite naturalmente neutrões). O truque está em conseguir uma reacção em cadeia auto-sustentada e constante. Para isto, é necessário usar um moderador: tipicamente, água. O urânio, envolvido em cerâmica (de tal modo que, antes de ser colocado no reactor, pode-se segurá-lo na mão sem risco), é colocado no reactor em varas mergulhadas em água. Os neutrões libertados aquando da cisão provocam a cisão de outros átomos de urânio, e por aí adiante. A água impede que o número de cisões cresça demasiado depressa. Por outro lado, em caso de necessidade, pode-se isolar as varas de urânio umas das outras introduzindo um material entre elas (por exemplo, carbono), que absorve os neutrões, impedindo por completo a reacção em cadeia.

O reactor encontra-se numa cuba dentro da qual a pressão atmosférica cresce até níveis muito elevados. Esta cuba está rodeada de uma estrutura de isolamento: caso, por qualquer imprevisto, se liberte ar da cuba, este é contido por essa estrutura, que, tendo uma dimensão muito maior,

reduzirá drasticamente a pressão atmosférica. Por fim, existe ainda uma outra estrutura: uma parede de betão extremamente grossa cujo principal objectivo é proteger de ataques exteriores, mas que pode também funcionar como última linha de defesa caso algo corra mal com a estrutura de isolamento.

A central nuclear de Chernobyl era de um modelo soviético antigo que não tinha a dita estrutura de isolamento. Por ironia, o acidente deveu-se a um erro humano ocorrido durante um ensaio de segurança. Quando a Eslováquia e a Lituânia aderiram à União Europeia, foram obrigadas a fechar as duas centrais nucleares deste modelo que existiam nos seus territórios.

Uma central nuclear tem um impacte ambiental virtualmente inexistente, em comparação com as centrais de combustíveis fósseis. Ao contrário do que se pensa, não há níveis de radioactividade mais elevados na proximidade de uma central nuclear. Além disso, e sobretudo, estas centrais não emitem CO^2, SO^2 nem NO^2. Além disso, como necessitam de quantidades muito mais diminutas de combustível, reduzem drasticamente a quantidade de transportes de combustível e os riscos que lhes estão associados. Note-se que nunca ocorreu um acidente significativo de contaminação ambiental durante um transporte de material nuclear, e as medidas de segurança internacionalmente respeitadas foram pensadas para garantir que, mesmo em caso de acidente, não ocorrerá qualquer fuga de radioactividade para o meio ambiente.

Em termos financeiros, a construção de uma central nuclear é uma opção que implica basicamente os mesmos custos totais que as centrais de combustíveis fósseis, embora repartidos de modo muito diferente. O principal custo de uma central nuclear verifica-se na fase da sua construção, implicando um investimento inicial muito significativo (de cerca de EUR 3 mil milhões por um modelo recente). No entanto, este custo inicial é abatido ao longo dos 30 anos ou (frequentemente) mais de vida da central, já que o custo do combustível é muito inferior ao das centrais de combustíveis fósseis. Deve ainda ter-se em conta o custo de desmantelamento da central, que conta normalmente com apoios estatais. Quanto ao custo do armazenamento de resíduos radioactivos, este varia muito de país para país, dependendo das opções regulatórias. Assim sendo, na óptica financeira, a construção de uma central é um investimento de longo prazo, com um retorno

mais demorado que o de uma central de combustíveis fósseis. Vários factores variáveis virão provavelmente tornar as centrais nucleares economicamente mais atractivas no futuro, *maxime* o custo crescente dos combustíveis fósseis e o custo das licenças de emissões de dióxido de carbono.

Além de fornecer uma solução para as metas ambientais de redução da emissão de gases poluentes, o recurso à energia nuclear traz ainda, potencialmente, maior segurança energética. De facto, enquanto que a maioria dos depósitos de combustíveis fósseis conhecidos se encontram em países com regimes não democráticos e que implicam consideráveis problemas políticos internacionais, as reservas conhecidas de urânio "barato" (isto é, de urânio que pode ser extraído com custos reduzidos) encontram-se em países que são, na sua maioria, parceiros comerciais mais atraentes e seguros para a União Europeia: Austrália (30%), Cazaquistão (17%), Canadá (12%), África do Sul (8%), Namíbia (6%), Rússia (4%), Brazil (4%), etc.

A tabela da figura 1 fornece uma comparação extremamente útil das vantagens e desvantagens das diferentes tecnologias para produção de electricidade[3].

Tenha-se em conta que a construção de um único reactor nuclear de última geração em Portugal (uma central pode ter, e tem frequentemente, mais que um reactor), com capacidade até 1600 MW, permitiria um acréscimo da capacidade instalada em Portugal de cerca de 12% (relativamente a valores actuais). Na prática, uma única central poderia facilmente fornecer um quarto da electricidade consumida em Portugal.

Apesar de estarmos habituados a notícias de contestação acérrima da energia nuclear noutros países, nomeadamente por organizações não governamentais de protecção do ambiente, focando-se mais recentemente na questão dos resíduos radioactivos ou da segurança das instalações nucleares, a discussão durante a mesa redonda que deu origem ao presente artigo revelou claramente que o debate em Portugal tem características mais sofisticadas.

[3] Fonte: Comunicação da Comissão ao Conselho e ao Parlamento Europeu - Uma política energética para a Europa (COM/2007/0001/final)

voltar ao índice

Fontes de energia	Tecnologia considerada para o custo previsto	Custo em 2005 (€/MWh)	Custo projectado em 2030 (€/MWh com €20-30/tCO$_2$)	Emissões de gases com efeito de estufa (Kg de eq. CO$_2$/MWh)	Dependência das importações na UE-27		Eficiência	Sensibilidade dos preços do combustível	Reservas provadas / Produção anual
		Fonte: AIE			2005	2030			
Gás natural	Turbina a gás de ciclo aberto	45 – 70	55 - 85	440	57%	84%	40%	Muito elevada	64 anos
	Turbina a gás de ciclo combinado	35 - 45	40 - 55	400			50%	Muito elevada	
Petróleo	Motor diesel	70 - 80	80 - 95	550	82%	93%	30%	Muito elevada	42 anos
Carvão	Combustível pulverizado com dessulfurização do gás de combustão	30 - 40	45 - 60	800	39%	59%	40-45%	Média	155 anos
	Combustão em leito fluidificado circulante	35 - 45	50 - 65	800			40-45%	Média	
	Ciclo combinado de gaseificação integrada	40 - 50	55 - 70	750			48%	Média	
Nuclear	Reactor de água natural	40 - 45	40 - 45	15	Quase 100% para o minério de urânio		33%	Baixa	Reservas razoáveis: 85 anos
Biomassa	Central de produção de biomassa	25 - 85	25 - 75	30	Nula		30 - 60%	Média	Energias renováveis
Energia eólica	Em terra	35 - 175	28 - 170	30			95-98%	Nula	
		35 – 110	28 – 80						
	Off shore	50 - 170	50 - 150	10			95-98%		
		60 – 150	40 – 120						
Hídro-eléctrica	Grande instalação	25 - 95	25 - 90	20			95-98%		
	Pequena inst.(<10MW)	45 - 90	40 - 80	5			95-98%		
Solar	Fotovoltaica	140 - 430	55 -260	100			/		

Figura 1

O confronto dos dois pontos de vista apresentados revelou não ser a segurança e protecção radiológica a principal preocupação, atendendo, nomeadamente, às evoluções tecnológicas. A julgar por este debate entre dois peritos nacionais, o verdadeiro cerne da discussão sobre a desejabilidade da energia nuclear em Portugal reside em considerações macro-económicas, de planeamento energético a médio-longo prazo, e em condicionalismos geográficos associados às características de rede eléctrica nacional.

Em suma, está em causa saber, primeiro, se o actual planeamento energético, centrais existentes e compromissos legais e contratuais ao nível da geração de electricidade tornam possível e rentável a construção de uma central nuclear. O campo pró-nuclear parece admitir que a construção de uma central implicaria forçosamente a substituição (encerramento) de uma ou mais centrais existentes.

Em segundo lugar, atendendo aos condicionalismos geográficos dos locais em que se pode construir uma central nuclear (disponibilidade de água; características geológicas que garantam segurança anti-sísmica, etc.), e à degradação energética em transporte de electricidade a longo curso, parece ser incerto que a rede eléctrica nacional comporte de modo útil a construção de uma central nuclear num dos locais possíveis.

voltar ao índice

3. Regulação da energia nuclear

Passando à análise do Direito aplicável à produção de electricidade através da energia nuclear, importa sublinhar que este trabalho pretende unicamente ser uma breve introdução à matéria. Uma apresentação cuidada deste tema daria necessariamente azo a um grosso livro, em vez de um modesto artigo como o presente. As secções que se seguem, em especial as relativas ao Direito Internacional e Comunitário, devem portanto ser entendidas como um ponto de partida – uma contribuição que, embora reduzida, já permite começar a colmatar a completa inexistência de doutrina jurídica sobre esta temática em Portugal.

O Direito Nuclear, não sendo um ramo do ordenamento jurídico em sentido próprio, é um conjunto de regras agrupadas de acordo com um critério funcional. Essencialmente, tratam-se das regras adoptadas para reger as especificidades da energia nuclear e da radiação ionizante. É um Direito nascido da realização da dualidade de risco/benefício da tecnologia nuclear em sentido amplo: como em tantas outras actividades humanas, os benefícios desta tecnologia são múltiplos e demasiado significativos para serem excluídos devido ao risco da sua utilização, mas é absolutamente fulcral regular essa utilização de modo a cumprir os imperativos de protecção do ambiente e da saúde da população. Em suma, trata-se, em primeira linha, de garantir que possamos beneficiar das aplicações pacíficas da energia nuclear e da radiação ionizante em perfeitas condições de segurança e, em segunda linha, de regular a intervenção e compensação na sequência de acidentes.

As secções que seguem debruçam-se apenas sobre uma parte do Direito Nuclear: aquela que se refere especificamente à produção de energia eléctrica a partir da cisão de átomos de urânio ou plutónio. Neste sentido, importa sublinhar que não se pretende aqui fazer uma introdução global ao Direito Nuclear e que, inclusivamente, não se visará a título principal uma grande parte deste Direito, que é, ainda assim, relevante para a operação de centrais nucleares – *maxime* as normas relativas a protecção radiológica de pessoas e do ambiente.

voltar ao índice

3.1. Regulação internacional

A operação de centrais nucleares é uma matéria eminentemente técnica, que os juristas dificilmente compreendem por inteiro. Como reflexo desta realidade, o Direito relativo às centrais nucleares – e, de facto, o Direito Nuclear em geral – é, em primeira linha, a apresentação sob forma jurídica de princípios e regras desenvolvidos por físicos, médicos, engenheiros, etc. É um domínio onde impera o bom senso e a cooperação internacional, e onde se verificam vários fenómenos pouco característicos do Direito criado estritamente por juristas. Desde logo, constata-se uma significativa harmonização internacional espontânea das normas aplicáveis. A isto acresce que, na prática, na óptica dos operadores propriamente ditos, há pouca diferença entre normas jurídicas (*hard law*) e recomendações de organizações internacionais ou mesmo de associações profissionais internacionais (*soft law*).

A Série *Safety Standards*, publicada pela Agência Internacional de Energia Atómica, ou as recomendações da Comissão Internacional de Protecção Radiológica, são exemplos de documentos não vinculativos que são ainda assim cuidadosamente seguidos pelos operadores e cujo conteúdo é frequentemente transposto para legislação nacional e comunitária (adquirindo vinculatividade por essa via).

Da perspectiva de Portugal, as principais entidades supranacionais neste domínio, que promovem a celebração de acordos internacionais, emitem recomendações e/ou detêm poderes de fiscalização (entre outros poderes específicos) são: a Agência Internacional de Energia Atómica (um braço das Nações Unidas, com sede em Viena), a Agência de Energia Nuclear da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (com sede em Paris), a Comissão Europeia (da Comunidade Europeia, com sede em Bruxelas) e a Agência Euratom de Aprovisionamento (da Comunidade Europeia de Energia Atómica, com sede no Luxemburgo). Obviamente, os Estatutos ou tratados que criaram estas entidades contêm já disposições relevantes para a matéria em análise.

Quanto a outros tratados, mencionando apenas aqueles que são directamente relevantes para a regulação das centrais nucleares, destacamos os seguintes:

voltar ao índice

- No domínio da protecção radiológica ("safety"):
  - Convenção sobre Segurança Nuclear, de 17 de Junho de 1994 (entrada em vigor em Portugal em 1998/08/18)
  - Convenção sobre a Notificação Rápida de um Acidente Nuclear, de 26 de Setembro de 1986 (entrada em vigor em Portugal em 1993/05/31)
  - Convenção sobre Assistência em Caso de Acidente Nuclear ou de Emergência Radiológica, de 26 de Setembro de 1986 (entrada em vigor em Portugal em 2003/11/23)
  - Acordo Luso-Espanhol sobre Cooperação em Matéria de Segurança das Instalações Nucleares de Fronteira, de 31 de Março de 1980
- No domínio da responsabilidade civil:
  - Convenção de Paris sobre a Responsabilidade Civil no Domínio da Energia Nuclear, de 29 de Julho de 1960 (ratificação por Portugal em 1983)
  - Convenção de Bruxelas Complementar à Convenção de Paris, de 31 de Janeiro de 1963 (ratificação por Portugal em 1984)
  - Convenção de Viena sobre a Responsabilidade Civil no Domínio da Energia Nuclear, de 21 de Maio de 1963 (não ratificada por Portugal)
  - Protocolo conjunto relativo à aplicação da Convenção de Viena e da Convenção de Paris, de 21 de Setembro de 1988 (não ratificado por Portugal)
- No domínio da segurança ("security"):
  - Convenção para a Protecção Física do Material Nuclear, de 26 de Outubro de 1979 (entrada em vigor em Portugal em 1991/10/06)
  - Tratado de Não Proliferação das Armas Nucleares, de 1 de Julho de 1968 (entrada em vigor em Portugal em 1978/07/20)

voltar ao índice

- Acordo entre a República de Portugal e a Agência Internacional de Energia Atómica para a Aplicação de Salvaguardas em Relação com o Tratado de Não Proliferação das Armas Nucleares, de 14 de Junho de 1979

- Protocolo Adicional ao Acordo entre a República Portuguesa, a Comunidade Europeia da Energia Atómica e a Agência Internacional da Energia Atómica, em aplicação do artigo III, n.os 1 a 4, do Tratado de Não Proliferação das Armas Nucleares, de 22 de Setembro de 1998 (entrada em vigor em Portugal em 2001/06/15)

- Convenção acerca da instituição de uma fiscalização de segurança em matéria de energia nuclear, de 20 de Dezembro de 1957 (ratificação por Portugal em 1959)

- Protocolo relativo ao Tribunal criado pela Convenção acerca da instituição de uma fiscalização de segurança em matéria de energia nuclear, de 20 de Dezembro de 1957 (ratificação por Portugal em 1959)

- Outros:

  - Convenção Conjunta sobre a Segurança da Gestão do Combustível Irradiado e a Segurança da Gestão dos Resíduos Radioactivos, de 29 de Setembro de 1997 (não ratificada por Portugal)

  - Acordo entre Portugal e a Espanha para a Cooperação na Utilização da Energia Nuclear para Fins Pacíficos, de 14 de Janeiro de 1971

  - Acordo de Cooperação entre o Governo de Portugal e o Governo dos Estados Unidos da América sobre as Aplicações Civis da Energia Atómica (1974)

3.2. Regulação comunitária

A nível das Comunidades Europeias, devem-se distinguir as competências ao abrigo do Tratado da Comunidade Europeia e aquelas que

decorrem do Tratado da Comunidade Europeia de Energia Atómica (Euratom). A operação de uma central nuclear no território da União Europeia requer um cuidadoso estudo e conhecimento das normas decorrentes do ordenamento comunitário.

A título de exemplo, note-se que, nos termos do Art.º 52º do Tratado Euratom, visando-se garantir a igualdade no acesso a materiais cindíveis especiais, a Agência de Aprovisionamento Euratom implementa uma política comum de aprovisionamento, incluindo um direito de opção relativamente aos ditos materiais produzidos na União Europeia e um direito exclusivo de celebrar contratos respeitantes ao fornecimento desses materiais. Ou seja, um operador não pode simplesmente adquirir combustível nuclear para a sua central, tem de negociar esta aquisição através da Agência Euratom.

O Tratado Euratom tem-se tornado mais ou menos o parente esquecido do Direito Comunitário. Adoptado em 1957, ao mesmo tempo que o Tratado CEE, nunca foi substancialmente revisto. Mesmo agora, com a adopção do Tratado de Lisboa, que pretende nomeadamente trazer simplicidade institucional à União, a Comunidade Euratom continuará inalterada e com personalidade jurídica distinta. Alguns dos Estados-Membros fizeram uma declaração apelando ao rápido início dos trabalhos de revisão deste Tratado, mas a questão mostra-se politicamente muito sensível, tendo em conta a falta de acordo dos 27 sobre a política a prosseguir no domínio da energia nuclear. Foram alterados, isso sim, os Estatutos da Agência de Aprovisionamento (ver Decisão 2008/114/CE, Euratom do Conselho de 13 de Fevereiro de 2008).

No que respeita ao Direito derivado, os principais documentos normativos são os seguintes:

- Directiva 2009/71/Euratom do Conselho, de 25 de Junho de 2009, que estabelece um quadro comunitário para a segurança nuclear das instalações nucleares

- Directiva 96/29/Euratom do Conselho, de 13 de Maio de 1996, que fixa as normas de segurança de base relativas à protecção sanitária da população e dos trabalhadores contra os perigos resultantes das radiações ionizantes;

voltar ao índice

- Directiva 2006/117/Euratom do Conselho, de 20 de Novembro de 2006, relativa à fiscalização e ao controlo das transferências de resíduos radioactivos e de combustível nuclear irradiado;

- Regulamento (Euratom) n.º 302/2005 da Comissão, de 8 de Fevereiro de 2005, relativo à aplicação das salvaguardas Euratom;

- Regulamento (Euratom) n.º 1493/93 do Conselho, de 8 de Junho de 1993, sobre transferências de substâncias radioactivas entre Estados-membros;

- Directiva 2006/117/Euratom do Conselho, de 20 de Novembro de 2006, relativa à fiscalização e ao controlo das transferências de resíduos radioactivos e de combustível nuclear irradiado;

- Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu e ao Conselho Relatório sobre a utilização dos recursos financeiros destinados ao desmantelamento das centrais nucleares de potência (COM/2004/0719 final), de 26 de Outubro de 2004.

A negociação da recente Directiva sobre Segurança Nuclear, em particular, revelou claramente que a regulação da energia nuclear continua a ser entendida pelos Estados-Membros que dispõem de centrais nucleares como uma questão intimamente associada à sua esfera de soberania, na qual desejam ver um mínimo de intervenção Comunitária. É assim que esta Directiva, ao contrário do que seria de esperar de um documento adoptado no âmbito de uma organização regional de integração, fica aquém das normas já definidas na comunidade internacional (Convenção de Segurança Nuclear).

Encontra-se actualmente em discussão uma Directiva sobre gestão de resíduos radioactivos, cujo destino não se espera venha a ser mais feliz que o da Directiva de Segurança Nuclear.

3.3. Regulação nacional

O Direito Nuclear português encontra-se num estado caótico. Desde o primeiro diploma relevante para esta área – a criação da Junta de Energia

Nuclear (JEN) em 1954 – verificou-se uma sucessão surpreendente de diplomas legais. Até à extinção da JEN, a existência duma entidade com uma visão de conjunto do sector nuclear permitiu a manutenção de alguma harmonia na regulamentação. Depois desse momento, porém, as competências da JEN foram distribuídas por entidades de 4 Ministérios: Ministério da Saúde, Ministério do Ambiente, Ministério da Economia e Ministério da Ciência e Tecnologia. Actualmente, as competências específica e directamente relevantes para o sector nuclear estão repartidas por mais de 30 entidades distintas. À desorganização de competências seguiu-se logicamente a desorganização do regime jurídico substantivo.

Actualmente, é impossível saber-se com precisão qual o Direito em vigor neste sector. Ao abrigo da Comissão Independente para a Protecção Radiológica e Segurança Nuclear, foi promovido um estudo que resultou na redacção duma consolidação do Direito Nuclear. Esta consolidação, com cerca de 700 páginas, reúne mais de 100 actos legislativos e regulamentares, procurando resolver as inúmeras relações de derrogação tácita entre eles. Mas este esforço serve apenas de paliativo e, espera-se, incentivo à revisão global desta legislação, já que, mesmo esclarecendo-se as derrogações tácitas e dispondo de um levantamento exaustivo e reorganizado do Direito Nuclear português, este continua a ser incompleto, desactualizado e ineficiente (para escolher apenas três adjectivos).

Debruçando-nos especificamente sobre as regras relativas à produção de energia eléctrica a partir de energia nuclear – ou seja, à regulação das centrais nucleares –, deveremos ter em mente algumas notas de contextualização que nos ajudarão a compreender o regime actualmente vigente.

Primeiro, deveremos recordar que, no final da década de 60, sob os hospícios da JEN, pensava-se seriamente na construção de uma central nuclear, tendo-se iniciado a criação do necessário quadro legislativo. A segunda é a de que a extinção da JEN após a Revolução foi acompanhada, na prática, do abandono dos planos de construção de uma tal central, abandono esse que foi decidido definitivamente após uma manifestação em Peniche. Só recentemente se recomeçou a falar seriamente da construção de

voltar ao índice

uma central nuclear no nosso território, e ainda assim em modos muito pouco comprometidos.

A legislação actualmente vigente é o reflexo perfeito desta mudança de postura. Herdámos do final dos anos 60 e início dos anos 70 um quadro legislativo incompleto e perfeitamente desactualizado, que nunca chegou a ser revogado. A regulamentação posterior relevante foi, em geral, adoptada de modo a cumprir obrigações de transposição de Directivas comunitárias, estando imbuída da noção de que deverá ser o Ministério da Economia a controlar em primeira linha o licenciamento das centrais nucleares. Uma destas intervenções mais recentes – o D.L. n.º 165/2002 – procedeu à redistribuição global das competências no sector nuclear.

Licenciamento e operação

Por força do D.L. n.º 165/2002, compete actualmente à Direcção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) licenciar as instalações do ciclo de combustível nuclear (incluindo não só as próprias centrais, como também as instalações de produção ou reprocessamento de combustível nuclear) e autorizar o transporte de combustível nuclear, fresco ou irradiado, eventualmente com consulta da Comissão Nacional de Protecção contra Radiações (CNPCR)[4].

Qualquer pedido de licenciamento da construção ou desmantelamento de uma central nuclear (bem como de instalações de reprocessamento de combustíveis nucleares irradiados, de armazenamento final de resíduos radioactivos, etc.) deve ser acompanhado do respectivo estudo de impacte ambiental, nos termos do D.L. n.º 69/2000, de 3 de Maio, tal como revisto[5].

Do Antigo Regime herdámos um regime geral de licenciamento de instalações do ciclo de combustível nuclear e um regime específico para centrais nucleares (sem prejuízo das derrogações tácitas trazidas por diplomas posteriores, *maxime* os referidos nos parágrafos precedentes).

[4] D.L. n.º 165/2002, Art.ºs 13º e 22º(d)

[5] Ver, nomeadamente, Anexo I, pontos 2(b) e 3; Anexo II, pontos 2(d) e 3(g).

voltar ao índice

O regime geral consta do D.L. n.º 49398, de 24 de Novembro de 1969. Exige-se, como condição da titularidade da licença, demonstração da idoneidade e da capacidade técnica e financeira necessárias. Prevê-se ainda a possibilidade de imposição de condições adicionais, algumas das quais poderão suscitar dúvidas constitucionais (se a imposição de obrigações de investimento e produção mínimos não parece particularmente problemática, já a aprovação dos estatutos da sociedade respectiva e a possibilidade de "alteração do património" destas entidades não deve passar sem análise)[6]. Obviamente, a transmissão de titularidade destas licenças também está sujeita a autorização, sob pena da sua revogação[7]. Previa-se ainda a possibilidade de se conferir benefícios aos titulares destas licenças e de se constituirem servidões nas zonas adjacentes[8].

Quanto ao regime especial, encontramo-lo no Decreto n.º 487/72. Este diploma esclarece que se aplicará às centrais nucleares o regime geral de produção de energia eléctrica na medida em que não se trate de uma matéria específica das centrais nucleares[9].

O licenciamento está dividido em várias fases: licença preliminar, licença de construção e licença de exploração. Note-se que nada se previa relativamente ao encerramento e desmantelamento de centrais, embora resulte actualmente do D.L. 165/2002 que também esta actividade tem de ser licenciada.

Elementos comuns às diferentes fases de licenciamento previstas no diploma de 1972 são o facto de a competência principal pertencer (actualmente) à DGEG, auxiliada tecnicamente pelo Instituto Tecnológico e Nuclear (ITN), e com a ocasional participação, também a título consultivo, de uma entidade caída no esquecimento – a Comissão de Combustíveis e Centrais Nucleares (CCCN). Esta Comissão foi instituída com carácter permanente pela Portaria 23527, de 1968, a qual nunca foi revogada, expressa ou tacitamente. A composição de base da CCCN, tal como resulta da dita

[6] D.L. n.º 49398, Art.º 2º

[7] D.L. n.º 49398, Art.º 4º
[8] D.L. n.º 49398, Art.ºs 7º a 9º
[9] Decreto 487/72, Art.º 22º

voltar ao índice

Portaria, tem de ser adaptada, obviamente, à sucessão de entidades públicas que ocorreu desde então[10].

A fase do licenciamento preliminar inclui uma consulta pública obrigatória, bem como a consulta da câmara municipal onde se pretende que venha a ser localizada a instalação.

A atribuição da licença de construção depende da apresentação de um relatório preliminar de segurança, e a construção (incluindo o fabrico de componentes e a realização de ensaios) é inspeccionada pela DGEG, quanto à segurança eléctrica, e pelo ITN, quanto à segurança nuclear.

O início da exploração exige vários passos sucessivos que devem ser autorizados individualmente, tais como a carga inicial do combustível e os ensaios pré-operacionais. Para este efeito, deverá ser apresentado um relatório final de segurança e deverá ser demonstrado o cumprimento das normas relativas à responsabilidade civil. Infelizmente, a legislação actualmente vigente sobre responsabilidade no sector nuclear não foi pensada para ser aplicada a centrais nucleares, e portanto está em completa desconformidade com as obrigações decorrentes para Portugal da *Convenção de Paris sobre a Responsabilidade Civil no Domínio da Energia Nuclear*, de 29 de Julho de 1960.

De facto, o actual regime de responsabilidade civil potencialmente aplicável a centrais nucleares[11] é pouco mais que um esqueleto, de eficiência e legalidade dúbia mesmo quanto às actividades que visava de facto (essencialmente aplicações médicas). Prevê-se a obrigação de transferência da responsabilidade civil para uma seguradora (excepto no caso de entidades de direito público), mas não se estabelecem quaisquer limites ou mecanismos de compensação suplementar, nem um regime de responsabilidade independente de culpa ou negligência. Na prática, aplica-se quase integralmente o regime geral da responsabilidade civil extra-

[10] Em nosso entender, a composição actual desta Comissão (que, na prática, não existe) é a seguinte: director-geral da DGEG (presidência), um representante do ITN, o director do Instituto da Água, o director-geral do Ordenamento do Território e Desenvolvimento Urbano, o director-geral das Actividades Económicas e o Presidente da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

[11] D.L. 348/89, Art.ºs 10º e 11º; DL 180/2002, Art.º 35º(2);

voltar ao índice

contratual, uma solução há muito considerada inaceitável pela comunidade internacional.

Uma vez autorizada a exploração de uma central nuclear, esta fica permanentemente sujeita a fiscalização pela DGEG e pelo ITN, devendo manter um diário de exploração segundo modelo a aprovar (o qual, obviamente, nunca chegou a ser aprovado) e devendo ser solicitada autorização para qualquer alteração que afecte a exploração ou condições de segurança dessa central. O pessoal operador do reactor ficará sujeito a condições de qualificação profissional a serem definidas pelas duas entidades acima referidas.

Convém não esquecer que, além do processo de licenciamento do funcionamento de centrais nucleares, será ainda necessário obter a autorização exigida pelo regime da protecção física de materiais nucleares sensíveis, com o objectivo de evitar a proliferação do armamento nuclear. De facto, nos termos do D.L. n.º 375/90, a importação, fabrico, guarda, detenção, uso, porte, compra, venda ou cedência de materiais nucleares sensíveis (plutónio, urânio enriquecido...), bem como o respectivo transporte, nacional ou internacional, que envolva o território nacional, estão sujeitos a autorização prévia a conceder pela Agência Portuguesa do Ambiente (APA).

Este regime implementa as obrigações decorrentes da *Convenção para a Protecção Física do Material Nuclear*, de 26 de Outubro de 1979, exigindo-se a verificação das condições de segurança exigidas por esta Convenção e a comunicação imediata de qualquer perda, roubo ou furto de material e fazendo-se a ligação com as normas penais aplicáveis.

Em acréscimo à autorização pela APA, seria necessária também a autorização dos Ministérios da Defesa Nacional e da Economia e Inovação para a importação e exportação dos bens e tecnologias referidos na Portaria n.º 439/94, que apresentam riscos de proliferação de tecnologia e armamento nuclear (esta lista é mais ampla que a dos "materiais nucleares sensíveis", incluindo nomeadamente os ditos instrumentos de uso dual)[12].

Uma central nuclear teria também que ser sujeita pelas autoridades nacionais a obrigações (de registo, inspecção e controlo) que permitissem

[12] D.L. n.º 436/91

voltar ao índice

cumprir o Acordo de Salvaguardas com a Agência Internacional de Energia Atómica (incluindo o Protocolo Adicional). De momento, a implementação deste acordo está confiada ao ITN, embora em termos pouco claros (D.L. n.º 319/2003).

Por fim, refiram-se algumas normas dispersas de interesse para a operação de centrais nucleares:

- os municípios cuja circunscrição seja atingida pela zona de influência de centrais nucleares têm direito a receber uma renda anual (não definida), a pagar pelo operador, nos termos previstos no D.L. n.º 424/83[13];

- as facturas de energia eléctrica devem indicar a contribuição da energia nuclear para o total da energia eléctrica adquirida no ano anterior, bem como os impactos ambientais correspondentes no mesmo período, incluindo a produção de resíduos radioactivos[14] (note-se que esta norma é potencialmente aplicável no presente, na medida em é importada electricidade de centrais nucleares espanholas);

- o regime das licenças de emissão de gases com efeito de estufa prevê também uma excepção específica para os casos de utilização de energia nuclear[15].

Protecção radiológica dos trabalhadores e do público em geral

Graças à transposição de Directivas Comunitárias, Portugal conta com um regime geral de protecção radiológica que está essencialmente em conformidade com as exigências internacionais.

Após a adopção pela Comissão Europeia dum parecer fundamentado declarando uma incorrecta transposição da Directiva 96/29/Euratom (a Directiva central nesta matéria), procedeu-se à revisão da legislação para completar e corrigir a dita transposição. Este processo levou à adopção de

[13] *Maxime* Art.ºs 1º, 2º(2), 3º(1) e 4º(2).

[14] Art.º 196º do Regulamento de Relações Comerciais adoptado pelo Despacho n.º 17744-A/2007, da Entidade Reguladora do Sector Eléctrico.

[15] Art.º 16ºA(4) do DL 233/2004, tal como revisto em último lugar pelo DL 72/2006.

voltar ao índice

dois Decretos-Leis novos: o D.L. 222/2008, de âmbito geral, *maxime* sobre os limites de dose, e o D.L. 227/2008 sobre a qualificação profissional em protecção radiológica.

Estes novos diplomas vieram agravar ainda mais a insegurança jurídica que já se sentia no sector. De novo, não revogaram expressamente qualquer disposição anterior, deixando-se ao intérprete a tarefa de identificar as contradições e inconsistências. Ainda assim, terá sido, talvez, o remendo possível no curto espaço de tempo necessário para impedir o início da fase contenciosa do processo por incumprimento.

Seria impossível e supérfluo fornecer nesta sede uma síntese razoável das normas de protecção radiológica. Desde logo, estas não são específicas à regulação da produção de electricidade a partir de energia nuclear. A isto acresce que seria necessário explicar também as inúmeras derrogações tácitas verificadas entre os vários diplomas, uma descrição que melhor se encontrará na consolidação do Direito Nuclear português referida no início desta secção.

Assim sendo, recordaremos somente os diplomas aplicáveis e faremos uma brevíssima súmula do conteúdo destas normas.

O actual quadro normativo resulta essencialmente da conjugação dos seguintes diplomas: D.L. n.º 348/89, Dec.-Reg. n.º 9/90, Dec.-Reg. n.º 29/97, D.L. n.º 165/2002, D.L. n.º 167/2002, D.L. n.º 222/2008 e D.L. n.º 227/2008.

Sem prejuízo das competências das autoridades e do eventual apuramento de responsabilidades individuais, a responsabilidade principal pela garantia da protecção dos trabalhadores e do público em geral pertence sempre à entidade titular da instalação. Aplica-se horizontalmente o princípio ALARA (*As Low As Reasonably Achievable*), ou seja, as doses de radiação recebidas pelos trabalhadores e pelo público devem "*ser tão baixas quanto possível*". Este princípio implica que se reduza a exposição a radiações ao nível mínimo tecnologicamente possível, ainda que vá muito para além do que era objectivamente necessário em termos de segurança, desde que não se imponha um fardo económico absolutamente excessivo.

As obrigações de promoção da segurança variam consoante o risco, mas incluem necessariamente a formação, reciclagem e informação dos

trabalhadores, a adopção de medidas de limitação de exposição (barreiras, equipamento protector, etc.) e a organização de vigilância física e médica e de registos adequados. É obrigatório, por exemplo, o recurso a uma entidade externa, devidamente licenciada, que proceda ao controlo e registo das doses recebidas pelos trabalhadores, comunicando os resultados das leituras ao registo central mantido no ITN e, em caso de um excesso de dose, informando imediatamente a Direcção-Geral de Saúde.

Prevêem-se limites de dose (com variações consoante a parte do corpo) distintos para trabalhadores expostos (100 mSv ao longo de 5 anos), para aprendizes e estudantes entre 16 e 18 anos (6 mSv por ano) e para o público em geral (1 mSv por ano). Para dar alguma perspectiva, note-se que um exame TAC à coluna resulta numa dose de radiação de mais de 5 mSv. Prevêem-se também medidas especiais de protecção durante a gravidez e a amamentação. Em casos excepcionais, na medida em que for estritamente necessário para realizar certa actividade, a DGS pode autorizar uma exposição de trabalhadores que ultrapasse aqueles limites (sujeito a regime de voluntariado e a consulta com o próprio trabalhador, seus representantes, médicos, etc.).

O titular da instalação deve proceder a medições e cálculos regulares das doses resultantes para membros do público, de modo a demonstrar o cumprimento das exigências acima indicadas, e deve ainda elaborar e submeter a aprovação pela DGS um programa de protecção e segurança contra radiações ionizantes. O processo de licenciamento especificará obrigações de contar com a presença de determinado pessoal qualificado em protecção radiológica.

Refira-se ainda que os instrumentos de medição de radiações ionizantes são regulados e controlados pelo ITN, nos termos da Portaria n.º 423/98.

Transporte de material radioactivo

A operação de uma central nuclear implicará, inevitavelmente, o transporte em território nacional de material radioactivo, mais propriamente de combustível nuclear fresco e irradiado (este último será considerado resíduo radioactivo se não se destinar a ser "reciclado"). O combustível nuclear será

quase sempre um "material nuclear sensível", estando portanto sujeito ao regime de protecção física acima referido (da competência da APA). Acumula-se, porém, a esta autorização ao abrigo do regime de protecção física a necessidade de uma autorização adicional pela DGEG, eventualmente com consulta prévia da CNPCR[16]. A fiscalização, porém, não foi atribuída a estas entidades: seja qual for o material ou o meio de transporte, cabe ao ITN avaliar e fiscalizar as respectivas condições de segurança.

Caso o transporte se faça por estrada ou por ferrovia, aplicar-se-ão respectivamente as disposições específicas das normas de transporte terrestre de mercadorias perigosas[17]. Já quanto ao transporte aéreo, a legislação nacional remete simplesmente para a "legislação internacional" aplicável, sem especificar. Por último, quanto ao transporte marítimo ou por vias navegáveis interiores, remete-se para a legislação específica para esses sectores, ainda que o ordenamento nacional seja omisso quanto às medidas de segurança aplicáveis nestes casos.

Resíduos radioactivos

O regime aplicável aos resíduos radioactivos concorre com o da responsabilidade civil pelo prémio de regime mais incompleto e insuficiente do Direito Nuclear português.

O Art.º 26º(1) da Lei n.º 11/87 estabelece que é proibido lançar, depositar ou, por qualquer outra forma, introduzir resíduos radioactivos nas águas, no solo, no subsolo ou na atmosfera. Na verdade, esta norma foi derrogada por diplomas subsequentes, devendo-se hoje acrescentar-lhe a expressão "salvo autorização legal".

O regime próprio dos resíduos radioactivos, no que releva em teoria para centrais nucleares, resulta do Art.º 44º do Dec.-Reg. n.º 9/90 e do Art.º 14º(j) do D.L. n.º 165/2002[18]. Uma central nuclear produziria resíduos

[16] Conjugue-se o disposto no Art.º 34º(a) do Dec.-Reg. n.º 9/90 com o Art.º 13º(b) do DL 165/2002.

[17] D.L. n.º 41-A/2010

[18] Os Art.ºs 6º e 7º do Projecto DL Qualificações Profissionais também incluem como obrigações dos peritos e técnicos qualificados questões relativas a resíduos

voltar ao índice

radioactivos sólidos (*maxime* o combustível irradiado para que não se preveja qualquer outra utilização) e líquidos (por exemplo, a água utilizada como moderador no reactor).

Estabelece-se como princípio geral que as actividades de eliminação e armazenamento de resíduos radioactivos devem evitar ou reduzir ao mínimo possível as consequências da sua dispersão ambiental, quer em regime normal de funcionamento, quer em situação de emergência ou acidente.

Quanto aos resíduos sólidos, estabelece-se actualmente que o ITN os recolhe e armazena temporariamente. Esta solução apenas é possível porque, de facto, a maioria dos resíduos sólidos são actualmente produzidos pelo próprio reactor de investigação do ITN, tendo-se celebrado um acordo com o Governo americano para a retoma de combustível irradiado (ou seja, não é por enquanto necessário encontrar uma solução definitiva para o seu armazenamento em território nacional).

A única parte deste regime que está completa é a relativa ao transporte de resíduos radioactivos. Neste âmbito, procedeu-se à transposição duma Directiva Comunitária através do D.L. n.º 138/96.

Emergências radiológicas

E o que dispõe a lei sobre intervenção em caso de um improvável acidente numa central nuclear em Portugal ou no estrangeiro, com efeitos no território nacional?

Desde logo, em conformidade com as obrigações Comunitárias, instituiu-se um regime de informação da população sobre as medidas de protecção adequadas e os comportamentos a adoptar em caso de um tal acidente, através do D.L. n.º 36/95. A informação da população susceptível de ser afectada deverá ser feita pela Autoridade Nacional de Protecção Civil (ANPC, ou pela respectiva delegação regional ou local, no caso de medidas que não tenham âmbito nacional): prévia e periodicamente, em fase de pré-alarme e perante uma situação verificada de emergência radiológica. Também se incluem exigências de informação das pessoas susceptíveis de

radioactivos.

voltar ao índice

intervir na organização dos socorros. Resulta da própria lei o conteúdo mínimo da informação a ser fornecida. Na execução destas tarefas, a ANPC contará com o apoio e orientações da DGS, da Comissão Nacional de Emergências Radiológicas (prevista no D.L. n.º 165/2002) e da CNPCR, devendo ainda transmitir as mesmas informações e colaborar com a Comissão Europeia e as autoridades de outros Estados actual ou potencialmente afectados.

Quanto ao regime de intervenção propriamente dito, este encontra-se previsto no D.L. n.º 174/2002 (de novo, por transposição de uma Directiva Comunitária). Caso se trate de um acidente com consequências externas à central nuclear, a "Autoridade Técnica de Intervenção" (ATI) será a APA. A lei é omissa quanto a qual a ATI em caso de um acidente com consequências meramente internas (a esmagadora maioria dos "acidentes" em centrais nucleares são deste tipo, envolvendo normalmente exposições acidentais de trabalhadores), cabendo ao Ministro da Administração Interna designá-la. Em termos gerais, a ATI coordena as acções dos intervenientes e centraliza a divulgação de informação, mas a execução ou intervenção propriamente dita cabe à ANPC (ou à sua delegação local ou regional). Desde logo, é esta a entidade que deverá ser informada no caso de um acidente em território nacional. Já se ocorrer um acidente em Espanha ou noutro Estado que possa afectar o território nacional, é a APA que deve ser informada.

Para preparar as intervenções em tais situações, deverão existir planos de emergência internos das instalações, aprovados pela DGS e periodicamente ensaiados, e planos de emergência externos, redigidos pela ANPC com base em dados fornecidos pelos titulares das instalações. A CNER desempenha um papel geral de consultoria em todo este processo, sendo atribuído um papel também à Comissão Nacional do Planeamento Civil de Emergência.

O pessoal que leva a cabo as intervenções está sujeito a regras estritas: deve receber determinada formação mínima, deve ser aprovado em exames médicos especiais, não pode incluir mulheres em idade fértil, etc. Este pessoal poderá vir a ser exposto a doses superiores aos limites normais e, em teoria (na medida em que seja necessário para salvar vidas humanas), mesmo a doses mortais, pelo que a participação nas equipas de intervenção é feita estritamente sob voluntariado.

voltar ao índice

Normas penais

O nosso ordenamento inclui ainda algumas disposições penais de relevância para a segurança de centrais nucleares (não nos referiremos nesta sede à criminalização, por exemplo, da detenção ilegal de materiais nucleares ou radioactivos ou à utilização de armas nucleares, que suscita dificuldades próprias de compatibilização de disposições divergentes).

Nos termos dos Art.ºs 272º, 273º e 285º do Código Penal, um operador que, por negligência, liberte energia nuclear (radiações), causando perigo para a vida ou para a integridade física de outrem, ou para bens patrimoniais alheios de valor elevado, é punido com pena de prisão de 3 a 10 anos, se foi a criação do perigo que foi negligente, ou de 1 a 8, anos se a própria conduta foi negligente. Os limites mínimo e máximo destas penas serão agravados num terço se resultar efectivamente morte ou ofensa à integridade física grave de outra pessoa (ou seja, no máximo, 13 anos e 4 meses)[19].

Noutra óptica, nos termos do Art.º 277º(1)(c) do Código Penal, quem destruir ou danificar uma central nuclear, criando assim perigo para a vida ou para a integridade física de outrem, ou para bens patrimoniais alheios de valor elevado, é punido com pena de prisão de 1 a 8 anos, com eventual agravamento de um terço nos mesmos termos indicados no parágrafo anterior (ou seja, no máximo, cerca de 10 anos e meio).[20]

Por último, caso esteja em causa um ataque terrorista, terá ainda que se ter em conta o disposto na Lei n.º 52/2003.

[19] Obviamente, também se prevê a forma dolosa deste crime, com tecto máximo de 15 anos, sem prejuízo da referida possibilidade de agravamento de um terço.

[20] Código Penal, Art.º 277º(1)(c); A lista de acções incluía ainda "condução" e "distribuição", mas estas expressões foram eliminadas, por não se poderem logicamente aplicar a energia nuclear (na disposição original, aplicavam-se a "água", "óleo", "electricidade", etc...). Ainda neste sentido, não é adequado falar-se em "armazenamento" de energia nuclear, mas deixou-se o conceito por se poder interpretar de diferentes modos.

voltar ao índice

4. Conclusão

O quadro regulador que se acabou de expor revela lacunas legais profundas e incontornáveis, que teriam de ser colmatadas antes de se poder autorizar a construção de uma central nuclear em Portugal.

A principal característica da nossa lei que teria de ser corrigida é a inexistência de uma autoridade reguladora independente. A comunidade internacional aprendeu com Chernobyl a lição da imprescindibilidade de uma tal autoridade, comprometida com deveres de transparência e informação. De resto, a Convenção de Segurança Nuclear, ratificada por Portugal (bem como outras fontes de obrigações internacionais), prevê expressamente a obrigação de criação de um regulador independente, uma obrigação que Portugal continua a não cumprir.

Seria também necessária uma revisão e actualização global do Direito substantivo, com especial atenção ao regime dos resíduos radioactivos e ao regime da responsabilidade civil.

Não me cabe nem me sinto apto a tomar posição sobre a desejabilidade ou utilidade da construção de uma central nuclear em Portugal. Com base na consulta de fontes técnicas e em discussões com físicos e especialistas nestas matérias, estou convicto de que os factores de hesitação não passam pela dimensão da segurança. Esta é e sempre será uma fonte de preocupação, mas é possível garanti-la com níveis de risco aceitáveis, por analogia a outras actividades perigosas autorizadas sob condições de regulação apertada. Para tal, porém, é necessário que exista um quadro legislativo eficiente e actualizado, um órgão regulador independente e um cuidado sempre renovado com a qualificação e formação do pessoal operador e fiscalizador do reactor.

A questão passa, isso sim, por um lado, pela dimensão político-democrática e, por outro, pela dimensão macro-económica e prática. Quanto à dimensão político-democrática, é necessário saber se é possível conseguir uma opinião política e popular favorável à construção de uma central. As campanhas de informação neste domínio têm um sucesso bem conhecido, conseguindo-se percentagens notáveis de mudança de opinião, mas é necessário investir nelas de modo significativo e atempado. Isto dito, é

crucial não se cometer o erro de crer que esta é uma matéria que possa ser submetida a referendo. O carácter eminentemente técnico e o incrível potencial demagógico do tema tornam o referendo num instrumento absolutamente desadequado à obtenção de uma decisão informada. De resto, as experiências de referendos noutros Estados do mundo trouxeram sempre resultados negativos.

Quanto à outra dimensão, só uma visão detalhada e de conjunto do planeamento económico e energético nacional permitirá aferir da viabilidade e utilidade da construção de uma central nuclear, sobretudo porque tais conclusões estão dependentes de questões de localização, reorganização da rede eléctrica nacional e eventual encerramento de centrais eléctricas existentes.

Faltará ainda saber, também, se existem promotores capazes e interessados numa semelhante aposta de longo termo em Portugal, bem como financiadores com dimensão suficiente e vontade de assumir o risco em modos que tornem o investimento rentável. Os promotores do projecto deverão ainda reunir condições de idoneidade que permitam uma relação de confiança.

Por último, importa não perder de vista que a opção pela energia nuclear não será uma opção definitiva, antes um remendo temporário enquanto se aguarda o desenvolvimento de tecnologias mais interessantes. De facto o combustível nuclear é, também ele, finito. De acordo com algumas estimativas actuais, as reservas actuais poderão ser suficientes para apenas mais 50 anos de energia nuclear (ou 85 anos, de acordo com outras estimativas). O tempo suficiente, espera-se, para se conseguir um modelo comercialmente eficaz de central de fusão. Esta tecnologia recorre a isótopos de hidrogénio (deutério e trítio), que podem ser produzidos em quantidades teoricamente infinitas. O ITER, o 2º maior projecto de cooperação científica internacional (a seguir à estação espacial internacional), no sul da França, pretende demonstrar a viabilidade de um reactor de fusão como fonte de energia.

voltar ao início do texto

voltar ao índice

Os biocombustíveis na União Europeia: uma outra natureza da natureza

Carla Amado Gomes

Profª. Auxiliar da Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa

Profª. Convidada da Faculdade de Direito da Universidade Nova de Lisboa

Não sei se é a mim que acontece, se a todos que a civilização fez nascer pela segunda vez.

Mas parece-me que para mim, ou para os que sentem como eu, o artificial passou a ser o natural,

e é o natural que é estranho .
Não digo bem: o artificial não passou a ser o natural, o natural passou a ser diferente

Fernando Pessoa, *Livro do Desassossego*

0. Introdução: a *ditadura das alterações climáticas* e a reconversão energética

"The planet has a fever", afirmou Al Gore num discurso proferido no Congresso norte-americano, em Março de 2007, incluído na sua cruzada contra as alterações climáticas. Dois anos depois da entrada em vigor do Protocolo de Quioto, o cenário de catástrofe anunciada desde os anos 1970 acentuava-se com as conclusões do 4º Relatório do IPCC, onde se estabelece um nexo claro entre os efeitos da industrialização e dos hábitos de consumo de uma sociedade movida a carbono e o aquecimento global. A mitigação de efeitos passaria necessariamente pela planeada redução das emissões de gases com efeito de estufa para a atmosfera, através da introdução de tecnologias mais

limpas, na implementação de técnicas de eficiência energética e na progressiva reconversão das fontes de energia fóssil densamente poluentes por fontes renováveis tendencialmente limpas.

Já Lovins, na sua obra *The energy controversy* (1977), escrita na sequência das crises do petróleo, chamara a atenção para a dualidade de alternativas: *the hard way,* até à exaustão dos combustíveis fósseis e apostando na energia nuclear; e *the soft way,* apelando a novas formas de criação de energia através do vento, do sol, das marés. Com a percepção do horizonte de esgotamento dos combustíveis fósseis e dos minérios de alimentação das centrais nucleares, a via suave ganha terreno, abrindo caminho ao que já foi descrito como a nova revolução industrial[21].

Não é pacífico, contudo, que a causa principal do aquecimento do planeta sejam as emissões de dióxido de carbono para a atmosfera — o *Climagate* que ensombrou a COP15 é disso prova. A dúvida essencial sobre a ligação entre os gases com efeito de estuda e o aquecimento global prende-se essencialmente com o arco temporal que os cientistas utilizam para proceder à demonstração — cerca de 150 anos de registos fiáveis —, que muitos consideram claramente insuficiente para estabelecer bases de uma teoria sólida sobre as causas de aquecimento de um planeta que subsiste há milhares de anos. A dúvida foi assumida pela ONU, que em Março deste ano iniciou uma revisão dos Conclusões do 4º Relatório do IPCC, precisamente na sequência das críticas aventadas antes e durante a COP15.

Todavia, mesmo que venha a concluir-se não serem as emissões de CO_2 as (principais) responsáveis pelo alegado sobreaquecimento do planeta, e sem embargo da perversa omnipresença deste debate na actualidade ambiental mundial, com preterição de outros sectores igual ou mormente relevantes como a protecção da biodiversidade, do acesso à água, da luta contra a desertificação, certo é que a *ditadura das alterações climáticas* desencadeou um movimento de reconversão energética que só pode louvar-se. Não é hoje assim tão cristalino que as reservas de petróleo estejam à beira da exaustão — as novas jazidas descobertas na camada pré-sal nas costas brasileira e angolana são exemplos de que a corrida ao ouro negro no globo pode não

[21] Andris PIEBALGS, **Europe's energy future,** *in Europa – Novas fronteiras*, nº 22 - temático sobre a Política Energética Europeia, 2008, pp. 15 segs.

voltar ao índice

ter ainda os dias contados. Em contrapartida, catástrofes como a provocada pela explosão na plataforma da BP no Golfo do México (*Deepwater horizon*), em Maio deste ano, ou o brutal derrame na costa nordeste da China originado pela explosão de dois oleodutos em Dalian, deixam um lastro de efeitos transgeracional que faz repensar a necessidade de contenção da sanha exploratória. Neste contexto, o sucesso da iniciativa ITT, protagonizada pelo Equador, pode constituir um precedente interessante (ainda que também controverso)[22].

Ou seja e resumindo: mesmo que nada de conclusivo se apure sobre as causas do aquecimento global, a herança de Quioto no plano do incentivo às energias renováveis é já uma certeza[23]. Tanto no plano da geração de electricidade para habitações e indústrias como ao nível da produção de complementos e sucedâneos do petróleo para alimentar as frotas rodoviárias, marítimas e (num futuro ainda não previsível) aéreas, as tecnologias de aproveitamento de fontes de energia renovável proliferam e desafiam a imaginação. Desde os carros movidos a álcool — realidade hoje banal em países como o Brasil[24] —, passando por centrais termossolares que filtram a salinidade da água dos oceanos utilizando o sal como armazenador da

[22] Através da qual o Equador assinou, em 2 de Agosto de 2010, um acordo com o PNUA no sentido de ser compensado por um conjunto de Estados doadores em cerca de 50% do lucro que obteria (calculado entre 4 a 5 biliões de euros) com a exploração de uma jazida petrolífera situada no Parque natural Yasuni, classificado como reserva mundial da biosfera em 1989 — cfr. http://www.sosyasuni.org/en/index.php (consultado em 19 de Outubro de 2010).

[23] Cfr. a Comunicação da Comissão ao parlamento Europeu e ao Conselho **Renewable Energy: Progressing towards the 2020 target** [COM(2011) 31 final], que estima em 1.5 milhões de empregos já criados pelo sector das renováveis na Europa dos 27, podendo atingir em 2020 os 3 milhões. A biomassa é o sector líder, seguindo-se-lhe o do aproveitamento da energia eólica – in shore e offshore – e o sector da energia solar (fotovoltaica).

Veja-se também, para uma análise mais global do impacto das energias renováveis na economia, o *Green Economy Report* do PNUA (Parte II – *Investing in energy and resource efficency* – Renewable energy, esp. ponto 2.2.), disponível em http://www.unep.org/greeneconomy/Portals/88/documents/ger/GER_6_RenewableEnergy.pdf (acesso em 25 de Fevereiro de 2011).

[24] Sobre a política de incentivo à produção de biocombustiveis no Brasil, veja-se Heline SIVINI FERREIRA e José Rubens MORATO LEITE (org.), **Biocombustíveis – fonte de energia sustentável?**, São Paulo, 2010, pp. 91 segs

voltar ao índice

energia solar e reconvertendo a água para fins agrícolas, até aos veículos movidos a hidrogénio, estas e muitas outras técnicas vão surgindo.

Não há almoços grátis, todavia. A reconversão energética não só se agiganta em custos financeiros, como se avoluma em impactos sociais e ambientais. Por um lado, o aproveitamento de fontes de energia renováveis implica investimentos vultuosos em investigação científica, construção de novas centrais electroprodutoras e reconversão agrícola ou silvícola, extensão e reforço da rede de transporte, que se reflectirão inevitavelmente na factura energética. Por outro lado, cumpre sublinhar que estas novas fontes de energia são devoradoras de espaço[25] (torres eólicas, painéis fotovoltaicos, plantações de cana de açúcar) e não são inócuas nem do ponto de vista ambiental nem do ponto de vista social (*v.g.,* os debates em torno dos impactos das torres eólicas, das barragens, da cultura intensiva de milho para produção de biodiesel, dos parques solares em habitats frágeis).

É com base nestes brevíssimos tópicos que avançaremos para a análise do tratamento dos biocombustíveis no Direito da União Europeia, traçando uma evolução rápida desde a primeira directiva de 2003 (**1.**), passando pela reforma induzida pela aprovação do Pacote Clima/Energia em 2007 (**2.**), até à adopção da nova directiva de 2009, que percorreremos orientadamente para a nossa temática (**3.**). Em **4.**, teceremos observações finais.

1. A União Europeia na dianteira da promoção das energias renováveis: as directivas 2001/77/CE e 2003/30/CE

É sabido que a Comunidade Económica Europeia não dispunha, em 1957, de qualquer base habilitante no Tratado de Roma em sede de política energética e que essa ausência era tributária da aliança estreita entre exploração de recursos energéticos e soberania nacional[26]. Reconhece-se, contudo, que tal

[25] Sublinhando este aspecto, Antonio José SÁNCHEZ SÁEZ, **Des terres sollicitées en raison du développement de la biomasse comme source d'énergie renouvelable en Espagne**, *in REDE*, 2005/2, pp. 137 segs, 140.

[26] Sobre esta evolução, veja-se Carla AMADO GOMES, **O regime jurídico da produção de electricidade a partir de fontes renováveis: aspectos gerais**, *in Textos dispersos de Direito do Ambiente (e matérias relacionadas),* II, Lisboa, 2008, pp. 163 segs, 180 segs.

voltar ao índice

facto não inibiu a Comunidade de ir produzindo algum sedimento legislativo na matéria, mormente após a alteração introduzida, com o Tratado de Amesterdão, no então artigo 175/2/c) do Tratado de Roma, que abriu caminho a uma *via verde* para a energia no ordenamento jurídico eurocomunitário. Foi esta disposição a base competencial de aprovação das directivas 2001/77/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de Setembro — *green electricity directive* — e 2003/30/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 8 de Maio – *green fuels directive* — bem como (ainda) da directiva que as revê e substitui e à qual aludiremos *infra*.

Sobre ambas estas directivas já nos detivemos em momento anterior, pelo que dispensaremos refazê-lo agora[27]. Limitar-nos-emos, por um lado, a sublinhar que a sua aprovação encontra um contexto específico bem definido no compromisso assumido pela União Europeia junto da ONU, no quadro da Convenção sobre a luta contra as alterações climáticas e o seu "braço armado", o Protocolo de Quioto — a Comunidade ratificou o Protocolo em 2002. Por outro lado, nesta primeira abordagem, a Comunidade enveredou por um tratamento separado das fontes de energia renovável dedicadas à produção de electricidade e de alimentação do sector automóvel — que actualmente se fundiram numa só directiva, como veremos.

Enfim, e muito sumariamente sobre a directiva 2003/30/CE, esta pretende implementar a estratégia gizada no Conselho Europeu de Gotemburgo, de 15 e 16 de Junho de 2001, tendente à adopção de medidas de promoção do desenvolvimento sustentável, entre as quais o incremento da utilização de biocombustíveis. Conforme se afirma no Considerando 4 da directiva, "O sector dos transportes é responsável por mais de 30% do consumo final de energia na Comunidade e encontra-se em expansão, tendência que, tal como acontece com as emissões de dióxido de carbono, deverá acentuar-se". Ora, "Uma utilização mais intensa de biocombustíveis nos transportes faz parte do pacote de medidas necessárias para dar cumprimento ao protocolo de Quioto e de qualquer pacote de políticas para o cumprimento de novos compromissos nesta matéria", complementa o Considerando 6.

[27] Cfr. Carla AMADO GOMES, **O regime jurídico…,** *cit*., pp. 185 segs.

voltar ao índice

A directiva contém uma enunciação não exaustiva dos biocombustíveis artigo 2 (dentro de um género definido como "o combustível líquido ou gasoso para transportes produzido a partir de biomassa" — desde o bioetanol ao biodiesel, passando pelo óleo vegetal puro produzido a partir de plantas oleaginosas). Pressente-se a sensibilidade das instituições eurocomunitárias à necessidade da promoção da investigação e desenvolvimento tecnológico neste domínio, bem como o imperativo de avaliação dos seus impactos, positivos e negativos, no volume de emissões para a atmosfera (cfr. o Considerando 24). A questão dos custos não é ignorada, abrindo-se a porta à criação de incentivos fiscais e outro tipo de apoios mobilizadores da produção de biocombustíveis (veja-se o Considerando 19).

Do conteúdo regulatório da directiva, sublinhamos três pontos:

i.) o apelo à colocação nos mercados de uma proporção mínima de biocombustíveis e outros combustíveis renováveis, por parte dos Estados-membros (artigo 3/1);

ii.) a avaliação de impactos ambientais dos biocombustíveis introduzidos, dando prioridade aos que revelarem a melhor relação custo/eficácia, sem deixar de atentar nas vertentes competitividade e segurança de abastecimento (artigo 3/4);

iii.) a imposição de rotulagem específica nos postos de venda, sempre que a percentagem de biocombustível misturada com derivados do petróleo exceder um determinado nível (artigo 3/5).

Os "valores de referência" fixados na directiva correspondiam a uma quota de mercado de 2% para os biocombustíveis em 2005, e de 5,75% em 2010. A Comissão constatou, em 2006, que a quota não fora além dos 1,4% na generalidade dos Estados membros. Na *Estratégia da União Europeia no domínio dos biocombustíveis*[28], a Comissão reconheceu que os transportes são responsáveis por 1/5 das emissões de gases com efeito de estufa, insistindo na percentagem de 5,75% em 2010[29]. Para tal, deveria ponderar-se a revisão da

[28] COM(2006) 34 final, de 8 de Fevereiro de 2006: *Estratégia da União Europeia no domínio dos biocombustíveis.*

[29] Ver o Livro Branco "A política Europeia de transportes no horizonte 2010", COM(2001) 370 final.

voltar ao índice

directiva em torno dos sete eixos políticos delineados pela Comunicação da Comissão:

i) Estimular a procura de biocombustíveis, nomeadamente os de segunda geração, produzidos a partir de biomassa;

ii) Aproveitar os benefícios ambientais, prevendo que a utilização de biocombustíveis possa contar para os objectivos de redução das emissões de CO_2 pelos parques automóveis.

iii) Desenvolver a produção e distribuição dos biocombustíveis através do apoio proporcionado pelo Fundo de Coesão, especialmente no que toca à conversão da biomassa, elegendo-a em objectivo da política de coesão e de incentivo ao desenvolvimento rural;

iv) Promover a oferta de matérias-primas, potenciando efeitos da reforma intercalar da PAC de 2003;

v) Melhorar as oportunidades comerciais, sem prejudicar nem os interesses dos produtores dos Estados-membros, nem dos parceiros comerciais da União Europeia. Para tanto, a Comissão procurará prosseguir negociações equilibradas com os países produtores de etanol. No que respeita aos fluxos comerciais actuais, a Comissão manterá condições de acesso do bioetanol importado ao mercado que não sejam menos favoráveis do que as previstas nos acordos comerciais actualmente em vigor;

vi) Apoiar os países em desenvolvimento, através de programas de acção que estimulem a produção de biocombustíveis pelos países menos desenvolvidos como forma de desenvolvimento limpo e de erradicação da pobreza nas zonas rurais, por força da criação de emprego e do rejuvenescimento do sector agrícola;

vii) Apoiar a investigação e o desenvolvimento, quer através de iniciativas lideradas pelo sector privado (*Plataforma Tecnológica dos Biocombustíveis*, promovida pelo sector industrial), quer através da estrutura de financiamento comunitária. A proposta de 7º Programa-Quadro (2007–2013) prioriza a investigação no domínio dos biocombustíveis, apostando no reforço da competitividade da indústria europeia nesse sector.

voltar ao índice

Eram estes os dados disponíveis à data do Conselho Europeu de Bruxelas de 2007, que abre uma nova era na política energética europeia.

2. O *Pacote Clima/Energia* e o reforço do apelo à racionalização da produção e consumo de energia;

O Conselho Europeu de Bruxelas, de 8/9 de Março de 2007 inaugurou a noção de Política Energética Europeia (*Energy Policy for Europe*, EPE), entrelaçando soberania estadual e solidariedade na realização do mercado interno. De acordo com o ponto 28 das Conclusões da Presidência, a política energética europeia orienta-se em função de três objectivos, a saber: o incremento da segurança de abastecimento; o fortalecimento da economia europeia e produção de energia a preços competitivos; e a promoção do desenvolvimento sustentável e prossecução do combate às alterações climáticas.

É nesta Cimeira que nasce o já famoso *soundbyte* dos 20%: 20% de produção de energia a partir de fontes renováveis até 2020 (10% para biocombustiveis); 20% de redução de emissões de gases com efeito de estufa até 2020; 20% de ganhos em eficiência energética até 2020. O *Plano de Acção para a Energia* que acolhia o objectivo dos três 20s, redundou na aprovação do *Pacote Clima-Energia,* o qual, para o que mais directamente interessa ao nosso excurso, inclui a nova directiva sobre energias renováveis e biocombustíveis (directiva 2009/28/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de Abril). O seu efeito *multiplicador* gerou ainda, entre outros, uma nova directiva sobre resíduos (directiva 2008/98/CE, de 19 de Novembro), que estabelece uma hierarquia para o tratamento de resíduos que potencia a utilização múltipla e a recuperação daqueles por valorização energética (nomeadamente, através da co-incineração), bem como o Regulamento **66/2010, de 25 de Novembro de 2009, que alarga o universo de produtos susceptíveis de merecer o rótulo ecológico comunitário**[30]**.**

Realce-se que os diplomas incluídos no *Pacote* foram ainda aprovados ao abrigo das bases de competência da política ambiental (e da consolidação do mercado interno). Só em Dezembro de 2009 a União Europeia (que

[30] Cfr. Barbara POZZO, **Le politiche comunitarie in campo energetico**, *in RGd'A*, 2009/6, pp. 841 segs, 871 segs.

voltar ao índice

substituiu a Comunidade Europeia) passou a contar, formalmente, com uma Política Energética Comum, sediada no Título XXI do renomeado Tratado de Roma, doravante identificado como Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia (=TFUE). A inscrição deste novo Título é fruto da progressiva constatação da natureza da energia enquanto mercadoria e da importância da livre comercialização desse bem no mercado interno[31]. Mas ela resulta mais directamente do entrelaçamento entre gestão dos recursos energéticos e redução das emissões de gases com efeito de estufa para a atmosfera, tendo a União, como vimos, assumido um papel de liderança nesse contexto.

3. A directiva 28/2009 e os biocombustiveis: uma política nunca vem só

A directiva 2009/28/CE pretende substituir inovatoriamente as directivas *green electricity* e *green fuels*, revogando com efeitos a partir de 1 de Abril de 2010 a maior parte do articulado de qualquer uma delas. Todavia, o novo sistema instituído pela directiva de 2009 só entrará plenamente em vigor em 1 de Janeiro de 2012, conforme dispõe o nº 3 do artigo 27[32]. Destacaremos algumas das inovações trazidas pelo novo regime, começando pelas gerais (ou seja, aplicáveis à produção de electricidade e de biocombustiveis) — **A.** — e finalizando com as específicas para a matéria dos biocombustíveis — **B.**:

A. Inovações de carácter geral:

i.) Estabelecimento de um horizonte temporal pós-Quioto (2020), que vinca bem a autosuficiência da ecopolítica energética da União;

ii.) Fixação de uma quota mínima de 20% de energia produzida a partir de fontes renováveis para 2020, que deixa de ser "indicativa" (cfr. o artigo 3 da directiva 2001/77 e o artigo 3 da directiva 2003/30) e passa a ser vinculativa

[31] Hoje claramente assumida, como política partilhada, no artigo 4/2/i) do TFUE, e já reflectida na directiva 2009/72/CE, de 13 de Julho, que estabelece regras comuns para o mercado interno da energia.

[32] É um curioso exemplo de pré-efeito da directiva que, não vendo ainda esgotado o prazo de transposição vai gerando, por força da complexidade de regulação para que aponta, um dever de implementação gradual que reforça (antecipativamente) o dever de cooperação leal hoje sedeado no artigo 4/3 do Tratado da União Europeia.

voltar ao índice

nos termos do Anexo I/B (cfr. o artigo 3)[33] — embora se não cominem sanções para os Estados que não consigam cumprir os objectivos[34];

iii.) Entrelaçamento entre a produção de energia a partir de fontes renováveis e a promoção de medidas de eficiência energética (cfr. os Considerandos 17/18 e o artigo 13/4);

iv.) Criação de um mercado europeu de certificados verdes, a partir da identificação do volume de energia renovável produzida por garantias de origem, a implementar através de transferências estatísticas controladas pelos Estados (cfr. os artigos 6 e 7);

v.) Apelo à cooperação entre Estados-membros entre si, e entre Estados-membros e terceiros Estados com vista à aquisição de energia produzida a partir de fontes renováveis, a consumir na União (cfr. os artigos 7 a 10).

B. Inovações em sede de biocombustíveis:

i.) Fixação de uma quota mínima de 10% de biocombustíveis utilizados pelo sector rodoviário de cada Estado-membro – veja-se o artigo 3/4;

ii.) Diferenciação entre biocombustiveis e biolíquidos: são todos produzidos a partir de biomassa e têm fins energéticos, mas só os primeiros (líquidos ou gasosos) são adstritos ao sector dos transportes e por isso só eles são considerados para efeito do cômputo dos 10% [cfr. o artigo 2/h) e i)];

iii.) Fixação de regras especiais para o sector da aviação relativamente ao cômputo do consumo final bruto de energia (e, reflexamente, do cômputo dos 10%/20%), com regras definidas no artigo 5 — que passa por uma

[33] Assinale-se que esta vinculatividade, por se encontrar quantificada, torna possível a sindicabilidade destas metas através da legitimidade popular (e de acções de condenação da Administração estadual). Confronte-se esta hipótese com a situação vivida em alguns Estados dos EUA, onde se movem *citizen suits* contra determinadas empresas por se absterem de tomar medidas de redução de emissões, que se têm revelado improcedentes na medida em que os tribunais consideram ser a fixação dessas obrigações e sua quantificação tarefa do legislador— cfr. Julia SCHATZ, **Climate change litigation in Canada and the USA**, *in RECIEL*, 2009/2, pp. 129 segs, pp. 136-137.

[34] Ausência que não tolhe, no entanto, o recurso à acção por incumprimento (artigos 258 segs do TFUE), uma vez que os objectivos revestem carácter vinculativo e não meramente indicativo.

voltar ao índice

indexação geral a um valor de 6,18%, reduzindo-se para 4,12% nos casos de Chipre e Malta, por serem regiões insulares[35];

iv.) Estabelecimento de um método de cálculo do impacto ambiental do uso de biocombustíveis, que pondera tanto a redução de emissões derivada da substituição de combustíveis fósseis como o eventual acréscimo de emissões decorrente da alteração de uso dos solos agrícolas (cfr. o artigo 19)[36];

v.) Definição de critérios de sustentabilidade dos biocombustiveis para efeitos de cômputo da quota de 10%, quer sejam produzidos na União Europeia, quer em Estados não membros – cfr. os artigos 5/1, 17 e 18.

Parece-nos particularmente interessante o entrelaçamento de políticas tecido pela directiva neste âmbito. Com efeito, e na sequência da *Estratégia da União Europeia no domínio dos biocombustíveis* a que aludimos *supra* (**1.**), vemos que a questão da reconversão energética no sector dos transportes envolve simultaneamente a política agrícola comum (=PAC: cfr. o Título III do TFUE), a política ambiental (cfr. o Título XX do TFUE), a protecção dos direitos fundamentais das pessoas (no que toca à saúde) e dos trabalhadores (no plano das condições de trabalho) e as relações externas da União (cfr. o artigo 21/2/f) do Tratado da União Europeia, e o Título III do TFUE) muito especialmente (mas não exclusivamente) no quadro do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (*Clean Development Mechanism*), criado pelo Protocolo de Quioto (cfr. o artigo 12 do Protocolo, na linha do compromisso assumido na Convenção Quadro sobre a luta contra as alterações climáticas, artigo 4/4)[37].

Um outro aspecto que merece ser enfatizado é o da tentativa de controlar "o lado negro da força" dos biocombustíveis. A acesa controvérsia, científica e

[35] Como se explica no Considerando 33, apesar de a aviação representar uma quota muito expressiva no consumo final bruto de energia, as actuais restrições tecnológicos e regulamentares impedem o uso comercial de biocombustíveis nesse sector. Daí que se tenha optado por estabelecer uma isenção parcial (diferenciada).

[36] Consulte-se também o Anexo IV da directiva 98/70/CE, na redacção que lhe foi dada pela directiva 2009/30/CE.

[37] Sobre este mecanismo, entre tantos, vejam-se Tiago SOUZA d'ALTE, **Os mecanismos de desenvolvimento limpo como instrumentos económicos globais públicos e privados,** Relatório de Mestrado apresentado na Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa, inédito, 2007; Charlotte STRECK e Jolene LIN, **Making markets work: a review of CDM performance and the need to reform**, *in EJIL*, 2008/2, pp. 409 segs.

voltar ao índice

política, em torno desta técnica complementar de alimentação do sector dos transportes, levou a União a estabelecer critérios de sustentabilidade particularmente detalhados no tocante à produção de matérias-primas que sirvam de suporte ao seu fabrico. Estes critérios, contudo, já mereceram críticas podendo, dependendo da perspectiva, ser considerados insuficientes, do ponto de vista ecológico (fundamentalmente por não se preverem sanções para os Estados/entidades que obtiverem fornecimentos de Estados que não aplicam os critérios), ou proteccionistas, do ponto de vista desenvolvimentista (por constituírem entraves à comercialização de matérias-primas para transformação em biocombustiveis)[38]. A recente Decisão da Comissão 2011/13/UE, de 12 de Janeiro, vem estabelecer regras sobre os deveres de fornecimento de biocombustíveis e biolíquidos a acatar pelos operadores económicos.

3.1. Biocombustiveis e política agrícola comum

A primeira zona de intersecção é naturalmente aquela que envolve os biocombustiveis e a PAC — bem assim como a actuação da União Europeia no domínio das florestas.

No plano da agricultura, a Reforma Intercalar da PAC de 2003 fixou, num Capítulo especialmente dedicado ao apoio às culturas energéticas, a concessão do valor de 45,00/hectare, até um máximo de 1.500.000 hectares[39], aos agricultores que se dedicassem à produção de fontes de biocombustiveis (por relação com o elenco enunciado na directiva 2003/30). Para se candidatarem a este auxílio, os agricultores necessitavam de provar a existência de um contrato de compra e venda com uma empresa transformadora (salvo se eles próprios procedessem à operação de transformação dos agroprodutos em biocombustiveis) — cfr. os artigos 88 a 92 do Regulamento do Conselho 1782/2003, de 29 de Setembro.

Este incentivo, expressamente ligado à directiva *green fuels*, surtiu os seus objectivos. A aplicação do regime teve início em 2004, quando a superfície abrangida totalizava 0,31 milhões de hectares, tendo aumentado

[38] cfr. uma síntese do debate em http://www.euractiv.com/en/sustainability/commission-sets-rules-green-biofuel-label-news-495063 (consultado em 19 de Outubro de 2010).

[39] Que seria progressivamente reduzida caso a superfície ultrapassasse este máximo.

voltar ao índice

expressivamente nos anos seguintes (atingindo 2,84 milhões de hectares em 2007, valor que pela primeira vez esgotou o orçamento previsto para os apoios). O sucesso ditou o fim dos apoios: como pode ler-se no Considerando 42 do Regulamento do Conselho 73/2009, de 19 de Janeiro (que estabelece regras comuns para os regimes de apoio directo aos agricultores no âmbito da

Política Agrícola Comum e institui determinados regimes de apoio aos agricultores e que revogou o Regulamento 1782/2003),

> *"O Regulamento (CE) nº 1782/2003 estabeleceu um apoio específico para as culturas energéticas, com vista a contribuir para o desenvolvimento do sector. Dada a recente evolução no sector da bioenergia, nomeadamente a forte procura de tais produtos nos mercados internacionais e a introdução de objectivos vinculativos para a parte da bioenergia nos combustíveis totais até 2020, já não há motivos para conceder um apoio específico às culturas energéticas*".

Deste regulamento constam, todavia, regras de "boa-conduta agrícola" (e ambiental), obrigatórias e facultativas, que a cultura de matérias-primas a transformar em biocombustiveis deve observar, nos termos do artigo 17/6 da directiva, que remete para o artigo 6/1 e Anexo III daquele regulamento.

No que toca às florestas, a Acção-chave 4 do *Plano de Acção da União Europeia para as Florestas* [Comunicação da Comissão ao Conselho e ao Parlamento Europeu sobre um plano de acção da União Europeia para as florestas – COM (2006) 0302 final] dispõe sobre a promoção da utilização de biomassa florestal para a produção de energia, que revela um interesse acrescido na medida em que potencia o aproveitamento de restos de madeira cuja recolha serve simultaneamente finalidades energéticas, de segurança florestal e de empregabilidade. A execução desta Acção-chave está estreitamente interligada ao *Plano de acção Biomassa*, adoptado na Comunicação da Comissão COM(2005) 628 final, de 7 de Dezembro, no qual se concluía que cerca de 35% da madeira produzida na União Europeia fica por aproveitar, devendo ser canalizada para a indústria dos biocombustiveis (ponto 5.1.).

Cumpre sublinhar ainda que a decisão do Conselho 2009/61/CE, de 19 de Janeiro (que altera a Decisão 2006/144/CE relativa às orientações estratégicas

comunitárias de desenvolvimento rural no período de programação 2007-2013), manda rever as orientações estratégicas em sede de desenvolvimento rural, exortando os Estados-membros, nomeadamente, a promover acções-chave de apoio ao investimento no sector florestal para alcançar "formas mais inovadoras e mais sustentáveis de transformação de biocombustível" (cfr. o Anexo).

A perda de apoios provenientes do Fundo de Coesão à reconversão agrícola com vista à produção de biocombustíveis deixa os agroprodutores reduzidos aos incentivos nacionais, fiscais e de outra natureza. Dada a contribuição dos biocombustíveis para a redução de emissões de dióxido de carbono — embora eventualmente contrabalançada com emissões decorrentes das alterações indirectas do uso dos solos (cfr. o artigo 19) —, perguntamo-nos se não seria de ponderar a certificação do volume das reduções através de títulos equivalentes às unidades de redução de emissões resultantes do Mecanismo de Implementação conjunta (artigo 6 do protocolo de Quioto, e artigo 11ª da directiva 2003/87/CE, de 13 de Outubro, introduzido pela directiva 2009/29/CE, de 23 de Abril), podendo os agroprodutores (e unidades transformadoras) beneficiar identicamente do mecanismo de mercado de emissões. Repare-se que uma entidade sediada em qualquer Estado-membro que apoie projectos que mereçam certificação de redução de emissões noutro Estado-membro vê creditada essa iniciativa a seu favor através de unidades de redução de emissões. Porque não, na mesma lógica mercantilista, conceder aos agroprodutores (desde que não beneficiando já do apoio mencionado) o mesmo benefício?

3.2. Biocombustiveis e política ambiental:

A política ambiental da União é a segunda conexão óbvia da matéria dos biocombustíveis — na verdade, o cordão umbilical das energias renováveis, como se observou, é a política de ambiente. Devemos, todavia, estabelecer uma diferenciação entre a relação entre biocombustiveis e protecção da biodiversidade, por um lado, e biocombustiveis e luta contra as alterações climáticas, por outro lado.

voltar ao índice

Antes de referir esta segmentação, deve realçar-se a sujeição da opção de produção e utilização de biocombustíveis, em geral e por um lado, à filtragem necessária da avaliação de impacto ambiental (directivas **85/337/CEE, do Conselho, de 27 de Junho, e 97/11/CE do Conselho, de 3 de Março de 1997 — que altera a primeira —, relativas à avaliação dos efeitos de determinados projectos públicos e privados no ambiente) ou da avaliação de incidências ambientais (directiva 92/43/CEE, do Conselho, de 21 de Maio — conservação de habitats naturais de fauna e flora), bem assim como** à informação em matéria de ambiente (regulamento 1367/2006, de 6 de Setembro, relativo à aplicação das disposições da Convenção de Aarhus sobre o acesso à informação, participação do público no processo de tomada de decisão e acesso à justiça em matéria de ambiente). No plano da avaliação de impacto ambiental, veja-se o artigo 4/2 da directiva 85/337/CE e o Anexo II/1 para o qual remete[40]; no tocante à avaliação de incidências, confronte-se o artigo 6/3 da directiva 92/43; e no que concerne à informação sobre ambiente, leia-se o disposto no artigo 2/1/d) ii) do regulamento 1367/2006 (definição de "informação sobre ambiente")[41].

Por outro lado, cumpre realçar que a combinação de biocombustíveis com combustíveis fósseis traz problemas técnicos e sanitários, regulados na Directiva "Qualidade dos Combustíveis"[42], na qual se estabelecem limites aplicáveis à percentagem de etanol, éter e outros produtos oxigenados na gasolina.

---

[40] Do qual constam as seguintes alíneas: "(…)

b) Projectos de reconversão de terras não cultivadas ou de zonas seminaturais para agricultura intensiva;

c) Projectos de gestão de recursos hídricos para a agricultura, incluindo projectos de irrigação e de drenagem de terras;

d) Florestação inicial e desflorestação destinada à conversão para outro tipo de utilização das terras".

[41] Chama-se a atenção para a apresentação de uma acção de anulação, em 8 de Março de 2010 pela ClientEarth contra a Comissão Europeia, pendente no Tribunal Geral, em virtude de uma decisão desta no sentido do indeferimento de um pedido da primeira de acesso a determinados documentos contendo informação ambiental relativa ao volume de emissões decorrente da produção de biocombustiveis — Processo T-120/10.

[42] Directiva 98/70/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Outubro de 1998, relativa à qualidade da gasolina e do combustível para motores diesel, com a redacção que lhe foi dada pelas Directivas 2003/17/CE, de 3 de Março, e 2009/30/CE, de 23 de Abril.

Os limites de mistura entre combustíveis fósseis e biocombustíveis resultam dos Anexos I, II e III da directiva 2009/30/CE.

voltar ao índice

3.2.1. A protecção da biodiversidade

Quanto à relação entre biocombustiveis e protecção da biodiversidade, a directiva avança diversos critérios de sustentabilidade que se prendem com a proibição de proveniência das matérias-primas afectas a transformação de terrenos ricos em biodiversidade, tal como descritos no nº 3 do artigo 17 (floresta primária e outros terrenos arborizados; zonas designadas para protecção da natureza; zonas designadas para a protecção de espécies ou sistema raros, ameaçados ou em risco de extinção — a menos que se comprove que a produção das referidas matérias-primas não afectou os referidos fins de protecção da natureza; terrenos de pastagem ricos em biodiversidade).

Além disso, o §3º do nº 7 do mesmo dispositivo determina que os países produtores, sejam membros da União Europeia ou países terceiros, devem ter ratificado e aplicar o Protocolo de Cartagena sobre biossegurança, na medida em que a introdução no meio de espécies geneticamente manipuladas deve estar regulamentada, e a Convenção sobre o comércio internacional de espécies da fauna e flora selvagens ameaçadas de extinção (CITES), cujos habitats podem ser perturbados pelo avanço das plantações de matérias-primas com vista à produção de biocombustiveis.

3.2.2. A luta contra as alterações climáticas

No tocante à interrelação da produção de biocombustiveis com as medidas de combate às alterações climáticas, para lá do arco óbvio entre reconversão energética e estas últimas, a directiva adianta ainda, no artigo 17/4 e 5, um específico critério relativo ao cultivo destas matérias-primas em terrenos ricos em carbono — ou seja, que tivessem o estatuto de: zonas húmidas; zonas continuamente arborizadas; e terrenos com extensão superior a 1 hectare com arvores de mais de 5 metros de altura e um coberto florestal entre 10% a 30% (ou árvores que possam alcançar esse limiar) em Janeiro de 2008, e o perderam entretanto. Neste caso, pretende-se evitar que culturas que visam reduzir emissões provoquem, pela sua implantação em terrenos ricos em carbono, a libertação deste (ou o agravamento daquela libertação)

para a atmosfera e, consequentemente, um contra-efeito (cfr. também o Considerando 70 do Preâmbulo).

Acrescente-se que, de acordo com o nº 2 do mesmo preceito, a redução de emissões de gases com efeito de estufa através da produção de biocombustiveis deve ser de, pelo menos, 35% — até 2017. A partir desta data, a redução deve ser de 50% e no ano seguinte, de 60%, a partir de biocombustiveis provenientes de instalações que tenham entrado em funcionamento a partir de 1 de Janeiro de 2017 ou depois dessa data.

3.3. Biocombustiveis e protecção da dignidade humana

O terceiro critério de sustentabilidade enunciado no artigo 17 (nº 7) faz parcialmente eco das preocupações manifestadas em Abril de 2008 pelo relator especial da ONU para o Direito à Alimentação, o suíço Jean Ziegler, ao condenar veementemente o incentivo à produção de biocombustiveis por esta estar a provocar reflexamente um aumento inusitado do preço dos cereais para alimentação, bem como a suprimir terras à produção agrícola para alimentação humana. O preceito dispõe, com efeito, sobre a necessária monitorização do impacto da procura destas matérias-primas nos planos social e económico, quer da União Europeia, quer dos países com quem convenciona o fornecimento. O último parágrafo do nº 7 do artigo 17 fixa o prazo de apresentação do primeiro relatório da Comissão Europeia sobre este impacto no ano de 2012 (recorde-se que a directiva entra em vigor em Janeiro desse ano), devendo ser avançadas medidas correctivas, "nomeadamente se existirem elementos que atestem que a produção de biocombustiveis tem um impacto considerável sobre o preço dos géneros alimentícios".

Para além desta preocupação genérica com a priorização dos objectivos alimentares sobre os energéticos, a directiva não esquece a salvaguarda das condições de trabalho dos trabalhadores recrutados para as plantações de matérias-primas afectas à produção de biocombustiveis. É tristemente célebre, no Brasil, a situação de quase escravatura a que são submetidos os trabalhadores dos canaviais, sobretudo nas regiões mais pobres, do Norte e

voltar ao índice

Nordeste[43]. Para evitar alegações de cumplicidade com más práticas ou acusações de colonialismo ecológico, os vários travessões do §2º do nº 17 do artigo 17 vinculam os (importantes) Estados produtores de matérias-primas à ratificação e aplicação de diversas Convenções adoptadas no âmbito da Organização Internacional do Trabalho — no seio da qual existe um comité de peritos que elabora relatórios anuais sobre a aplicação das convenções pelos Estados ratificantes.

A obrigação de vinculação a estes instrumentos é um imperativo de coerência quer com as directrizes de conduta da União Europeia no plano externo — cfr. os artigos 3/5 e 21/2/b) do Tratado da União Europeia, nos quais se ancora a União nos princípios universais de respeito pela dignidade humana e dos direitos fundamentais das pessoas —, quer no plano interno — leiam-se as disposições em sede de política social da União Europeia, *maxime* o artigo 153/1, alíneas a) e b) do TFUE, nas quais se estabelece que a União apoiará e complementará a actuação dos Estados-membros no sentido da melhoria do ambiente de trabalho no que tange a salvaguarda da saúde e higiene dos trabalhadores, em especial, e das condições de trabalho, em geral.

A fixação destes critérios remete-nos para a figura dos "blood diamonds", usados para financiar guerras. A lógica dissuasora é idêntica, uma vez os biocombustiveis produzidos à margem destas directrizes — aliás, de qualquer um dos grupos de constrangimentos: ecológicos e sociais — e não serão considerados para o mínimo de 10% imposto no artigo 3/4 da directiva[44]. Nas palavras da directiva 2009/30/CE, de 23 de Abril (que alterou a directiva 98/70/CE sobre a qualidade dos combustíveis), estes critérios visam definir uma espécie de reserva moral dos cidadãos europeus quanto à utilização de matérias-primas provenientes de áreas ecologicamente frágeis ou cuja exploração seja feita à custa da dignidade humana (cfr. o Considerando 11)[45].

[43] Cfr. Heline SIVINI FERREIRA e José Rubens MORATO LEITE (org.), **Biocombustíveis…**, *cit*., pp. 235 segs.

[44] A Comissão Europeia aprovou *Guidelines* para orientar a aplicação destes critérios pelos Estados-membros — **Communication from the Commission on the practical implementation of the EU biofuels and bioliquids sustainability scheme and on counting rules for biofuels** (2010/C 160/02), publicada no JOCE de 19 de Junho de 2010.

[45] Anote-se a alteração da directiva 98/70/CE em conformidade com os parâmetros de sustentabilidade definidos na directiva 2009/29/CE — vejam-se os artigos 7a, 7b e 7c, introduzidos pela directiva 2009/30/CE.

voltar ao índice

3.4. Biocombustiveis e cooperação internacional

O último elo de ligação da política de incentivo ao fabrico e utilização de biocombustiveis é com as relações externas da União. Ao contrário do previsto para a produção de electricidade (cfr. os artigos 7 a 10), a directiva não estabelece formas específicas de cooperação entre Estados-membros entre si e entre estes e Estados terceiros. Todavia, esta cooperação poderá sempre assentar no mecanismo criado pelo Protocolo de Quioto especialmente para promover a cooperação entre Estados desenvolvidos e Estados em vias de desenvolvimento, para com quem os primeiros têm uma "dívida histórica": o mecanismo de desenvolvimento limpo.

Note-se que o artigo 17/1 da directiva deixa claro que as matérias-primas para fabrico de biocombustiveis podem ser cultivadas na União ou fora dela. Ora, este parece ser um domínio de eleição para projectos energéticos que envolvam fornecimento externo e consumo interno, uma vez que a produção de electricidade levanta o problema da existência e segurança da rede de transporte. Ficando demonstrada a observância dos critérios de sustentabilidade e computado o índice de redução de emissões de CO_2 envolvido nos fornecimentos, tendo estes sido objecto de certificação pela Autoridade nacional do Estado em vias de desenvolvimento, podem gerar reduções certificadas de emissões a utilizar pelas entidades que apoiam o projecto no cumprimento de parte dos seus compromissos de limitação das emissões no seio da União, conforme o disposto no artigo 12/3 do Protocolo de Quioto[46].

Esta é uma excelente forma de ajudar os países em vias de desenvolvimento a contribuir para o esforço de redução de emissões no plano planetário sem descurar o progresso nacional (e regional)[47]. A directiva

[46] Conforme nota Tiago SOUZA d'ALTE, os projectos que assumem uma maior expressão são os relacionados com sectores não energéticos, onde avultam os contributos ligados à redução de emissões de óxido nítrico e de recuperação de emissões gasosas de aterros, uma vez que estes projectos geram volumes consideráveis de reduções gases de efeito estufa (tendencialmente, 9 desses projectos podem atingir um resultado superior ao nível de reduções de emissões combinadas que 321 projectos de energias renováveis) — **Os mecanismos…,** *cit.*, p. 16.

[47] Verifica-se, todavia, que os países emergentes (em transição) são aqueles que mais têm beneficiado deste mecanismo, pelas expectativas de retorno de investimento

voltar ao índice

acentua esta dinamização da cooperação quando apela à celebração, pela União, de acordos, bilaterais ou multilaterais, com os Estados terceiros produtores que assegurem o cumprimento dos critérios de sustentabilidade. Com efeito, o artigo 18/4 estabelece um rigoroso procedimento de controlo fomentado pela Comissão Europeia, que visa afinar os critérios e incrementar a sua eficácia. Cabe à Comissão elaborar um relatório, a apresentar ao Parlamento Europeu e ao Conselho até 31 de Dezembro de 2012, sobre a eficácia do sistema para a informação sobre a observância dos critérios impostos e sobre a necessidade de propor medidas correctivas (artigo 18/9). Esta monitorização tem como motivação fundamental a sintonia com o "mapa da fome" elaborado pela Organização das Nações Unidas para a Agricultura e Alimentação, para que os biocombustiveis sirvam para incentivar a produtividade agrícola e a utilização de terrenos degradados (cfr. o Considerando 78 do Preâmbulo).

Enfim, deve ainda sublinhar-se que a directiva exige dos Estados-membros a organização de formas de controlo destes critérios por parte dos operadores económicos, no artigo 18. Nos termos do nº 1 deste preceito, os operadores devem demonstrar que utilizam um método de balanço de massa que:

> "a) Permita mistura lotes de matérias-primas ou biocombustiveis com diferentes características de sustentabilidade;
>
> b) Implique que a informação sobre as características de sustentabilidade e as dimensões dos lotes referidos na alínea a) de mantenha associada à mistura; e
>
> c) Preveja que a soma de todo os lotes retirados da mistura seja descrita como tendo as mesmas características de sustentabilidade, nas mesmas quantidades, que a soma de todos os lotes adicionados à mistura".

---

que apresentam, nomeadamente China, Brasil, Índia, e ainda Coreia do Sul, México e África do Sul. Sobre a implementação no Brasil, veja-se Giuliano DEBONI, **Il CDM e la sua applicabilità in Brasile: Protocollo di Kyoto e Direttiva europea,** *in RGd'A*, 2005/1, pp 71 segs.

voltar ao índice

Estas exigências apontam para a necessidade de estruturar a certificação ambiental dos biocombustiveis[48], para a qual de resto parece apontar o nº 3 do artigo 18, onde se recomenda o estabelecimento de padrões para auditorias ambientais aos fabricantes, que visam aferir se os sistemas de informação de suporte ao fornecimento são exactos, fiáveis e à prova de fraude.

A produção de biocombustiveis poderá ser alvo de medidas de apoio, em cujo conceito se incluem a ajuda ao investimento, as isenções ou reduções fiscais, o reembolso de impostos, os regimes de apoio à obrigação de utilização de energias renováveis e os regimes de apoio directo ao preço (tarifas de aquisição e pagamentos de prémios) — cfr. a alínea k) do artigo 2. A concessão destes apoios deverá compaginar-se com as *Guidelines* que a Comissão aprovou, em 2008, relativas à articulação entre o incentivo à produção de energia a partir de fontes renováveis e a proibição de auxílios de Estado inerente à salvaguarda das condições de concorrência leal no mercado interno[49].

4. Observações finais

Os cuidados de que a directiva 2009/28/CE rodeou a matéria da produção de biombustiveis acusam a desconfiança que estes vêm suscitando nas organizações ecologistas e humanitárias. Na verdade, não só estes sucedâneos do petróleo são suspeitos de roubar terra arável e desviar cereais para alimentar carros e não pessoas, como a sua alegada inocuidade para o ecossistema, nomeadamente no tocante ao contributo para a redução das

[48] Sobre a certificação ambiental dos biocombustiveis, veja-se o estudo **Sustainability criteria and certification systems for biomass production,** elaborado pelo BTG – Biomass Technoloy Group, disponível em

http://ec.europa.eu/energy/renewables/studies/doc/bioenergy/2008_sustainability_criteria_and_certification_systems.pdf (consultado em 18 de Outubro de 2010).

[49] Cfr. as *Community Guidelines on State aid for environmental protection (*2008/C 82/01), publicadas no JOCE de 1 de Abril de 2008, e sobretudo o artigo 23 do regulamento (CE) 800/2008 da Comissão, de 6 de Agosto de 2008 (publicadas no JOCE de 9 de Agosto de 2008), especialmente dedicado aos auxílios ao investimento no domínio do ambiente a favor da promoção da energia produzida a partir de fontes renováveis.

voltar ao índice

emissões, é contestada. No nº 5867 da Revista *Science* de Fevereiro de 2008, um grupo de cientistas norte-americanos, num artigo subordinado ao título **Use of U.S. Croplands for Biofuels Increases Greenhouse Gases Through Emissions from Land-Use Change,** demonstrou que a alteração do uso do solo com vista à produção de matérias-primas para o fabrico dos biocombustiveis (milho, no caso norte-americano), praticamente duplica o nível de emissões de CO_2 por 30 anos e incrementa a libertação destas substâncias por 167 anos…

Talvez por isso a directiva não descarte já alternativas às alternativas, avançando com as ideias dos carros eléctricos e das pilhas de hidrogénio, embora ainda em fase embrionária (cfr. o artigo 3/4, últimos §§). Do mesmo passo se vem já falando insistentemente na comunidade científica da 3ª geração de biocombustiveis, produzida a partir de algas[50]. E, num plano alternativo, começa a ser ventilada a hipótese — comercial e não apenas experimental — de ressuscitar os *zeppelins* para transporte aéreo de mercadorias[51]. No campo da produção de energia, a imaginação humana e o engenho científico parecem não ter limites — ressalvados os contra-impactos que a introdução de tais componentes possa implicar e que terão que ser rigorosamente avaliados.

Também no campo da energia, o futuro é, portanto, frágil (parafraseando SOROMENHO MARQUES) — mas também é renovável. O recente *Energy Report* elaborado no seio da WWF (*World Wildlife Fund*)[52] demonstra que será possível passar praticamente sem petróleo e carvão em 2050 — cerca de 95% da energia poderá provir de fontes renováveis, ainda que com um custo elevado (a alteração da matriz energética importará em torno de 1 a 2% do PIB mundial). A natureza transforma-se, bem assim como o nosso olhar sobre ela.

[50] Sobre esta tecnologia emergente, ainda em fase não comercial, Heline SIVINI FERREIRA e José Rubens MORATO LEITE (org.), **Biocombustíveis…,** *cit*., pp. 67 segs.

[51] Leia-se o artigo Blimps could replace aircraft in freight transport, say scientists, publicado no The Guardian de 30 de Junho de 2010 — acessível em http://www.guardian.co.uk/environment/2010/jun/30/blimps-aircraft-freight?INTCMP=SRCH (consultado em 19 de Fevereiro de 2011). Os dirigíveis, sujeitos a um anátema após o terrível desastre de Hindenburg, ocorrido em 1937, sendo embora mais lentos do que os aviões de carga, têm uma maior capacidade de carga e um índice zero de emissões de CO2.

[52] Disponível em http://wwf.panda.org/what_we_do/footprint/climate_carbon_energy/energy_solutions/renewable_energy/sustainable_energy_report/ — consultado em 11 de Fevereiro de 2011.

voltar ao índice

O natural passou a ser diferente, como observa FERNANDO PESSOA; todavia, cumpre levar a cabo a avaliação sócio-ambiental dessa diferença, sob pena de o artificialismo introduzido não valer o esforço da perda da naturalidade da natureza.

voltar ao início do texto

voltar ao índice

voltar ao índice

O BIOCOMBUSTÍVEL (ETANOL): UMA ANÁLISE EM FACE DO ESTADO DE DIREITO AMBIENTAL NA SOCIEDADE DE RISCO

José Rubens Morato Leite[*]

Délton Winter de Carvalho[**]

Matheus Almeida Caetano [***]

1. INTRODUÇÃO

Trata-se de assunto muito difundido e de extrema complexidade por envolver análises inerentes às mais variadas temáticas como: a política energética, o aquecimento global, a segurança alimentar, o esgotamento dos combustíveis fósseis, o avanço das fronteiras agrícolas, as situações de trabalho escravo e ofensa aos Direitos Humanos, os problemas de saúde

[*] Pós-Doutor em Direito Ambiental. Professor Associado II de Direito Ambiental e Constitucional Ambiental dos Cursos de Graduação e Pós-Graduação em Direito da Universidade Federal de Santa Catarina/UFSC. *Vice Presidente* do Instituto "*O Direito por um Planeta Verde*". Coordenador do Grupo de Pesquisa Direito Ambiental e Ecologia Política na Sociedade de Risco, cadastrado no CNPq. Autor de vários livros e artigos na área.

[**] Doutor em Direito pela Direito pela Universidade do Vale do Rio dos Sinos (UNISINOS). Advogado e consultor jurídico. Sócio da Thurmann e Carvalho Advogados Associados. Professor no curso de Mestrado em Qualidade Ambiental no Centro Universitário FEEVALE. Professor no curso de Mestrado em Direito Púbico na Universidade do Vale do Rio dos Sinos - UNISINOS. Autor do Livro "Dano Ambiental Futuro: a responsabilização civil pelo risco ambiental". Rio de Janeiro: Forense universitária, 2008, colaborador e co-autor em diversas obras jurídicas nacionais e articulista em periódicos nacionais e internacionais. Membro do Grupo de Pesquisa Direito Ambiental e Ecologia Política na Sociedade de Risco, cadastrado no CNPq.

[***] Mestrando em Direito pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), da área de concentração "Direito, Estado e Sociedade", com ênfase na área de Direito Ambiental. Membro do Grupo de Pesquisa Direito Ambiental e Ecologia Política na Sociedade de Risco, cadastrado no CNPq. Bolsista Capes-Brasil. Advogado e consultor jurídico.

voltar ao índice

pública (eminentemente, respiratórios em decorrência da queimada da palha de cana-de-açúcar), dentre outras.

Visado como fonte alternativa de energia aos combustíveis fósseis, o biocombustível (destacadamente, o etanol proveniente da cana-de-açúcar, uma de suas espécies), na abordagem do presente artigo tem como objetivo geral promover um breve enfoque, elucidando seus (possíveis) aspectos positivos e negativos para o meio ambiente; e, em específico, apontar os elementos jurídicos que permeiam o tema frente à sociedade de riscos e ao Estado de Direito Ambiental.

Neste sentido, far-se-á uma abordagem mais detalhada sobre os reflexos da teoria da sociedade de risco e a problemática ambiental, os biocombustíveis e seus aspectos conceituais, bem como suas gerações, os riscos ambientais envolvidos, o Estado de Direito Ambiental e os conflitos de direitos ambientais, e, por fim, as metas para uma gestão sustentável da subespécie etanol.

2. REFLEXOS DA TEORIA DA SOCIEDADE DE RISCO E A PROBLEMATIZAÇÃO COM OS BIOCOMBUSTÍVEIS

A sociedade contemporânea mostra interações altamente complexas entre seus sistemas sociais (Direito, Economia e Política) funcionalmente diferenciados (LUHMANN, 1983). Outra característica da sociedade, em uma matriz pós-industrial, consiste na produção e distribuição massificada de riscos globais[1], dentre os quais se destacam aqueles de características ambientais.

Como decorrência direta de uma evolução tecno-científica sem precedentes históricos e sua utilização imediata pelo sistema econômico, desde meados do século XX as instituições sociais formadas a partir da lógica e racionalidade da sociedade industrial apresentam profundas dificuldades em lidar com a possibilidade de destruição das condições de vida no planeta, em virtude das decisões que são ou que possam ser tomadas (BECK, 2002, p.83). Isto é, enquanto as instituições existentes foram pensadas sob a

[1] Neste sentido: BECK, Ulrich. *Risk Society*: Towards a New Modernity. London: Sage, 1992.; BECK, Ulrich. *La Sociedad del Riesgo Global.* Madrid: Siglo Veintiuno de España Editores, 2002; LEITE, José Rubens Morato; AYALA, Patryck de Araújo. *Direito Ambiental na Sociedade de Risco.* 2ª ed. Rio de Janeiro: Forense Universitária, 2004.

voltar ao índice

racionalidade da sociedade industrial, os novos problemas apresentados pela sociedade apresentam uma racionalidade pós-industrial (tais como as questões envolvendo o aquecimento global, chuva ácida, riscos inerentes à biotecnologia, contaminação de recursos hídricos pelo uso indiscriminado de agrotóxicos, etc.), desencadeando uma hipercomplexidade na sua assimilação, gestão e controle (CARVALHO, 2008). Portanto, a passagem de uma forma industrial mecanicista para uma formatação tecnologicamente potencializada (pós-industrial) é capaz de exercer profundas irritações e ressonâncias no Direito, inclusive com a institucionalização do Direito Ambiental para lidar com os danos e riscos ecológicos produzidos por esta sociedade (através da denominação danos e riscos ambientais).

A constituição desta *Sociedade de Risco*[2], de estrutura pós-industrial, demarca a produção e a distribuição de novas espécies de danos e riscos em diferenciação àqueles característicos do emergir da sociedade industrial. Segundo Beck (1992, p.34/38) enquanto a sociedade industrial é caracterizada por uma estruturação em classes sociais e tem por característica a distribuição da riqueza, danos e riscos que se limitam a (beneficiar ou prejudicar) determinados grupos sociais, a sociedade de risco tem como principal característica a distribuição de danos e riscos de uma nova formatação, capazes de perpassar todas as classes sociais indiscriminadamente e ter seus efeitos transpostos intergeracionalmente.[3]

Assim, muitas vezes, atividades que, isoladamente não se mostram nocivas, de forma significativa, ao meio ambiente quando enquadradas num determinado contexto (de saturação, vulnerabilidade, bio-cumulatividade, etc.) podem desencadear efeitos profundamente agressivos ambientalmente. Tais circunstâncias, típicas de uma sociedade de risco, demonstram a importância da análise jurídica dos impactos ambientais, danos ambientais e de sua (in)tolerabilidade ser feita a partir de uma observação dos *efeitos combinados* dos vários fatores de poluição e das suas implicações globais e duradouras (CANOTILHO, 2007, p.1/3).

[2] BECK, Ulrich. *Risk Society: towards a new modernity*. London: Sage, 1992.

[3] BECK, Ulrich. *Risk Society: towards a new modernity*. p. 34 a 38.

voltar ao índice

Um bom exemplo desta dinâmica consiste nas mudanças climáticas que, diagnosticadas pelo *Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC* [4], decorrem exatamente de inúmeros fatores desencadeados pelo êxito da sociedade industrial (efeitos combinados de implicações globais e duradoras), gerando um aquecimento gradual das temperaturas no planeta, com a conseqüente elevação dos níveis médios dos oceanos.

A hipercomplexidade da sociedade contemporânea, no entanto, se mostra de forma ainda mais evidente, quando, a partir da existência de um certo consenso científico acerca da existência e da gravidade do aquecimento global (Relatório Final do IPCC concluído em 2007), há a convergência de vontades políticas no contexto internacional no sentido de estimular a revisão da matriz energética global (Protocolo de Quioto).

A partir destas constatações científicas acerca de uma *crise ambiental*, do crescimento de economias emergentes tais como Índia e China, da instabilidade geopolítica do Oriente Médio e outras regiões produtoras de petróleo, tem-se um nítido movimento, em nível global, de re-orientar a matriz energética vigente (combustíveis fósseis) na direção de fontes renováveis de energia, sobretudo no que diz respeito ao transporte. A tentativa de transição do modelo tradicional, ou seja, centrado na queima de combustíveis fósseis, em direção à utilização de fontes renováveis não encontra-se, no entanto, imune a riscos ambientais graves e a incertezas científicas quanto às conseqüências futuras e globais da institucionalização desta nova matriz energética.

Como pontos positivos da matriz energética constituída a partir de biocombustíveis, tema do presente trabalho, tem-se a capacidade renovável de prover energia, a menor geração intensiva de carbono se comparado com o petróleo, a capacidade de geração de empregos, formar condições de prover segurança e capacidade energética interna, de deter propriedades físicas e químicas similares aos combustíveis fósseis, bem como a

[4] Em seu último relatório, o IPCC projeta uma aumento médio de temperatura superficial do planeta entre 1,4 e 5,8° C entre 1990 a 2010, devendo acarretar na subida do nível do mar de 0,1 a 0,9 metros neste mesmo período. Disponível em http://ipcc.ch/. Acesso em: 20. jun.2009.

voltar ao índice

aptidão da maioria dos países para a sua produção (U.S DEPARTAMENT OF ENERGY, 2006, p. 6/8).

No entanto, o desenvolvimento e a estruturação de uma matriz energética alternativa com a utilização de fontes energéticas renováveis, como estratégia para lidar com um risco global, tal como é o aquecimento global, gera *riscos de segunda ordem* (decorrentes daquela primeira decisão), num primeiro momento impensáveis, multifacetados, intergeracionais, de difícil descrição científica ante os conhecimentos vigentes e, acima de tudo, policontextuais (de ressonância econômica, ambiental, política, jurídica).

Esta estruturação global para a inserção de uma matriz energética alternativa é demonstrada na distribuição da Produção Mundial de Etanol que, em 2006, tem os Estados Unidos como líder global com 37% do etanol produzido no mundo e o Brasil, com 35% da produção global (RENEWABLE FUELS ASSOCIATION, 2008).

No entanto, a expansão dos biocombustíveis levanta, em nível global, uma série de preocupações, tais como (i) o aumento dos preços dos alimentos e seu impacto nas classes mais pobres; (ii) a expansão das terras para exploração agrícola e seu impacto sobre habitats naturais; (iii) aumento no uso de agrotóxicos, entre outros riscos[5]; (iv) juntamente com o aquecimento global e com o desperdício no uso da água, a produção de bicombustíveis é apontada como causa para um aumento na demanda por água no planeta, conforme o relatório Desenvolvimento da Água no Mundo, apresentado no 5º Fórum Mundial sobre a água realizado em Istambul na Turquia e realizado entre 16 e 22 de março de 2009[6].

Considerando, ainda, que a produção do etanol, em nível doméstico, decorre da produção da cana de açúcar, tem-se a apresentação de riscos socioambientais mais específicos ligados (iv) à realização de queimadas durante a colheita da cana; (v) ao uso massificado de adubos e pesticidas; (vi) ao acirramento dos conflitos de terra e de uma pressão da agricultura em relação às reservas e recursos naturais; (v) condições inadequadas de

[5] U.S Departament of Energy. *Breaking the Biological Barriers to Cellulosic Ethanol: a joint research agenda.* June, 2006. p. 6. Disponível em: < http://www.biomatnet.org/publications/2098rep.pdf>. Acesso em: 20.jun.2009.

[6] www.worldwaterforum5.org/.

voltar ao índice

trabalho nas lavouras de cana de açúcar; (vi) a substituição de áreas de plantio de alimentos para o plantio de cana de açúcar para produção de etanol, etc.

Diante dessa complexa teia de problemas ambientais e de uma necessidade energética cada vez maior por parte das sociedades contemporâneas, uma análise dos biocombustíveis, e posteriormente da sua espécie, o etanol de cana-de-açúcar é indispensável.

3. OS BIOCOMBUSTÍVEIS: ASPECTOS CONCEITUAIS

Neste item procurar-se-á fazer uma rápida abordagem sobre o conceito de biocombustíveis (gênero), apontando as suas gerações de forma a enfatizar uma de suas espécies: o etanol da cana de açúcar. Inicialmente, salienta-se que não consistem numa invenção recente[7], a não ser em alguns casos específicos, como as segundas e terceiras gerações – explicadas logo mais.

O Painel Intragovernamental de Mudanças Climáticas (*Intergovernmental Panel on Climate Change* - IPCC) da ONU conceitua biocombustível como sendo "qualquer combustível líquido, gasoso ou sólido, produzido a partir de matéria orgânica animal ou vegetal, como, por exemplo, o óleo de soja, o álcool da fermentação do açúcar, o licor negro como combustível proveniente do processo de fabricação do papel, da madeira, entre outros"[8]. Por outro lado, a legislação brasileira trouxe outro conceito[9] que não destoa significativamente do supramencionado, cuja procedência vem

[7] MILLER, Vikki. Q&A: Biofuels.*Guardian.co.uk*, Manchester, 23 may 2008. Disponível em: < http://www.guardian.co.uk/>. Acesso em: 03.jul.2009: "The diesel engine, invented by German engineer Rudolf Diesel in 1892, was first made to run on peanut oil. In the early 1900s, Henry Ford designed one of his very first vehicles to run on ethanol".

[8] IPCC. *Glossary*. Disponível em: <http://www.ipcc.ch/pdf/glossary/ar4-wg3.pdf>. Acesso em: 29 fev. 2009, tradução nossa: "Any liquid, gaseous, or solid fuel produced from plant or animal organic matter. E.g. soybean oil, alcohol from fermented sugar, black liquor from the paper manufacturing process, wood as fuel, etc".

[9] Definição legal disposta no do art. 6º, inciso XXIV da Lei nº 9.478/97: "Combustível derivado de biomassa renovável para uso em motores a combustão interna ou, conforme regulamento, para outro tipo de geração de energia, que possa substituir parcial ou totalmente combustíveis de origem fóssil".

voltar ao índice

da biomassa, fonte orgânica produtora de energia química pela fotossíntese[10] que permite a transformação em outras modalidades energéticas como a eletricidade, o combustível ou o calor. Portanto, é possível constatar alguns pontos significativos: primeiramente, o conceito de biocombustível é muito amplo, tanto em relação ao seu estado físico (líquido, gasoso ou sólido) quanto às matérias-primas utilizadas para o seu fabrico (de culturas alimentares como o milho, a beterraba, a cana-de-açúcar, passando pela gordura animal e até lixo). Trata-se de um conceito em aberto, o qual sofre os influxos advindos da tecnologia, tanto que atualmente falam-se em até três gerações de biocombustíveis, como será visto no próximo item.

3.1 As Gerações de Biocombustíveis

Em caráter meramente informativo, abordam-se aqui as gerações de biocombustíveis, visando uma compreensão deste tema tão polêmico e atual. Podem ser classificados, portanto, em três gerações, dependendo tanto de sua forma de obtenção (técnicas de fabricação) quanto da matéria-prima utilizada (produtos que podem ser utilizados para alimentação ou não).

A primeira geração é produzida de duas formas, "através da fermentação de amido ou à base de produtos alimentares – como o miolo do milho – ou a base de açúcar dos produtos alimentares – como a cana-de-açúcar no etanol, também conhecida como álcool etílico ou 'gasool'. Outra forma é através da transformação de óleos vegetais, como a soja, colza e palmeira no biodiesel, um combustível diesel sem origem ligada ao petróleo"[11].

[10] Disponível em: http://www.ambientebrasil.com.br. Acesso em: 20.jun.2009: "Através da fotossíntese, as plantas capturam energia do sol e transformam em energia química. Esta energia pode ser convertida em eletricidade, combustível ou calor. As fontes orgânicas que são usadas para produzir energias usando este processo são chamadas de biomassa".

[11] *Biofuels: Turning Trash Into Treasure*. Disponível em: <http://www.chevron.com/>. Acesso em: 17 mai.2009, tradução livre: "(...)through the fermentation of either a starch-based food product, such as corn kernels, or a sugar-based food product, such as sugar cane, into ethanol, also known as ethyl alcohol, or "gasohol." Another way is by processing vegetable oils, such as soy, rapeseed and palm, into biodiesel, a nonpetroleum-based diesel fuel". Uma breve informação aos leitores é que o termo "gasool" significa mistura de álcool (etanol) - obtido da fermentação de produtos alimentícios - na gasolina. Para mais detalhes, ver em:< http://www.geocities.com/bkkriders/gasohol.html>.

voltar ao índice

Caracterizam-se, essencialmente, por serem provenientes de matérias-primas cultivadas e pela baixa complexidade tecnológica para sua produção[12], por isso compõem a matriz energética predominante no presente. São considerados de 1ª geração: o biogás, o biodiesel (soja, girassol e colza), o bioetanol (milho, cana-de-açúcar, beterraba e trigo) e o óleo vegetal.

A segunda geração decorre de uma ampla gama de recursos não destinados à alimentação, a título de exemplo: celulose, sobras de outros produtos como resíduos agrícolas advindos de talos, cascas e palhas do milho, do arroz[13] e da cana-de-açúcar; sobras de silvicultura como restos de madeira e de árvores; árvores e gramíneas cultivadas como culturas energéticas de rápido crescimento; resíduos de papel; resíduos alimentares. Sua obtenção advém de materiais da biomassa celulósica ou, mais precisamente, lignocelulósica, caracterizando-se pela alta complexidade tecnológica exigida para sua obtenção assim como pela predominância de sua matéria-prima ser composta por resíduos[14]. Pertencem à 2ª geração: o biohidrogênio, o biogás, o bioetanol e o biocombustível sintético (diferenciando-se da primeira geração pela matéria-prima utilizada, o material lignocelulósico, por ex. palha e restolho da cana-de-açúcar); e o biodiesel de óleos vegetais e de gordura animal. Imprescindível mencionar que esta geração tem vantagens significativas em relação à primeira, como o aproveitamento da biomassa e de resíduos não aproveitados (lixo), a não disputa por solos com as áreas de plantio de alimentos, dentre outros aspectos, os quais serão retomados posteriormente.

---

[12] CENPES e PETROBRÁS. *Agroenergias* – Novas Fronteiras da Pesquisa nos Biocombustíveis. SBIAgro, 2007, p.6. Disponível em: < http://www.sbiagro2007.cnptia.embrapa.br/apresentacoes/palestras/PETROBRAS.pdf> . Acesso em: 11 mar. 2009.

[13] Biogás do arroz. *Revista Pesquisa FAPESP*, São Paulo, 149, jul.2008, p.81: "Pesquisadores chineses da Universidade de Tecnologia Química, de Pequim, criaram um método ambiental e economicamente eficiente de produção de biogás a partir da palha do arroz, um rejeito agrícola que causa poluição atmosférica ao ser queimado".

[14] CENPES e PETROBRÁS. *Agroenergias* – Novas Fronteiras da Pesquisa nos Biocombustíveis. SBIAgro, 2007, p.7. Disponível em: < http://www.sbiagro2007.cnptia.embrapa.br/apresentacoes/palestras/PETROBRAS.pdf> . Acesso em: 11 mar. 2009.

voltar ao índice

Ressalvada a inserção dos biocombustíveis provenientes das microalgas na terceira geração, apontam-se algumas de suas peculiaridades. A matéria-prima caracteriza-se pela "alta velocidade de crescimento, alto teor de óleo e carboidratos, adaptação a um espectro amplo de temperatura e acidez do meio, capacidade de fixar nitrogênio da atmosfera, e maior eficiência fotossintérica"[15]. Além disso, são extremamente pequenas, "com tamanhos que variam de 2 a 200 micrômetros" (BARROS, 2009) e se reproduzem cerca de 50 a 100 vezes mais rápido que os vegetais das espécies oleaginosas terrestres comumente utilizados para produção de biocombustíveis[16]. Porém, dentre os milhares de espécies existentes (aproximadamente 300 mil[17]), não há comprovação de que grande parcela delas é rentável, exigindo uma seleção daquelas que crescem mais rápido e armazenam maior quantidade de lipídios, além de elaborar um eficiente processo de extração de óleo. Dentre as algas, até o momento, que apresentaram maior rendimento, ficou comprovado que podem oferecer até 170 toneladas de óleo por hectare ao ano[18]. Por fim, existem vários programas de pesquisas sendo desenvolvidos nos Estados Unidos, Europa, Austrália, China e Israel. O Centro de Pesquisas da Petrobrás, em parceria com as Universidades Federais do Rio Grande (UFRGS) e de Santa Catarina (UFSC), desde 2006, também realiza pesquisas para produzir biodiesel a partir de microalgas (TRINDADE, 2009). Destarte, ainda falta muito para que os procedimentos de obtenção dessa modalidade de biocombustível tornem-se uma realidade passível de implementação. Já que é muito caro e consome muita energia. Não se sabe da previsão para a entrada desta geração de biocombustíveis no mercado, embora alguns

[15] Biodiesel de algas a passos lentos no Brasil. *Gazeta Mercantil*, São Paulo, 13 ago. 2007. Disponível em: <http://www.biodieselbr.com/noticias/em-foco/biodiesel-algas-passos-lentos-brasil-13-08-07.htm>. Acesso em: 04 abr. 2009.

[16] LE HIR, Pierre. As microalgas podem constituir a fonte ideal para os biocombustíveis do futuro. Tradução: Jean-Yves de Neufville. *Le Monde*, Paris, out. 2008. Disponível em: <http://www.biodieselbr.com/noticias/em-foco/microalgas-constituir-fonte-ideal-biocombustiveis-futuro-27-10-08.htm>. Acesso em: 04 abr. 2009.

[17] TRINDADE, Riomar. Produção de biodiesel com microalgas está sendo pesquisado pela Petrobrás. *Agência Brasil*, Brasília, mar. 2009. Disponível em: <http://www.biodieselbr.com/noticias/em-foco/producao-biodiesel-microalgas-pesquisada-petrobras-15-03-09.htm>. Acesso em: 04 abr. 2009.

[18] Biodiesel de algas a passos lentos no Brasil. *Gazeta Mercantil*, São Paulo, 13 ago. 2007. Disponível em: <http://www.biodieselbr.com/noticias/em-foco/biodiesel-algas-passos-lentos-brasil-13-08-07.htm>. Acesso em: 04 abr. 2009.

voltar ao índice

pesquisadores estimem um período de 10 anos, ainda, exceto nos Estados Unidos, em que a expectativa é metade desse tempo (BARROS, 2009).

BIOCOMBUSTÍVEIS DE PRIMEIRA GERAÇÃO		
TIPOS	**Matéria-prima utilizada**	**Processo de obtenção**
Bioetanol	Milho, cana-de-açúcar e beterraba	Hidrólise e fermentação
Óleo Vegetal	Oleoginosas	Extração
Biodiesel	Oleoginosas e resíduos de óleo de fritura	Extração e transesterificação
Biogás	Biomassa	Digestão anaeróbia
BIO-ETBE	Bioetanol	Síntese química

BIOCOMBUSTÍVEIS DE SEGUNDA GERAÇÃO		
TIPOS	**Matéria-prima utilizada**	**Processo de obtenção**
Bioetanol	Material lignocelulósico como palha da cana-de-açúcar	Hidrólise e fermentação avançada
Biocombustíveis Sintéticos (BTL)	Material lignocelulósico como palha da cana-de-açúcar	Gaseificação e síntese
Biodiesel	Óleos vegetais e gordura animal	Hidrogenação (refino)
Biogás	Material lignocelulósico	Gaseificação e síntese
Biohidrogênio	Material lignocelulósico	Gaseificação e síntese ou processo biológico

voltar ao índice

Fonte: *Biofuels in European Union: a Vision for 2030 and Beyond Biofuels Research Advisory Council – EC.* Disponível em: < http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/draft_vision_report_en.pdf >. Acesso em: 20. Jun.2009.

OBS: Esta fonte não reconhece uma terceira geração de biocombustíveis, razão pela qual se expôs apenas dois quadros comparativos, trazendo apenas alguns dos exemplos mencionados, sem qualquer intuito de erguer um rol exaustivo.

4. O ETANOL DE CANA-DE-AÇÚCAR

Após uma breve introdução sobre os biocombustíveis, no presente espaço voltar-se-á para o objeto do presente artigo: o etanol[19]. Inicialmente, importante ressaltar que a cana-de-açúcar é o insumo mais adotado no Brasil, sendo este o maior produtor mundial (JANK; NAPPO, 2009, p.24). Tanto o é que se trata de um mercado significativo tanto interna como externamente[20], sendo que a produção brasileira de cana-de-açúcar "representa cerca de 25% da produção mundial, resultando em 13,5% da produção mundial de açúcar e 55% da produção de álcool" (MACEDO; CORTEZ, 2005, p.248). Inúmeras condições facilitaram a escolha por esse insumo para a produção do etanol, destacando-se: a adequação ao clima tropical brasileiro, a grande extensão de terras apropriadas à agricultura, a experiência brasileira com a plantação de cana-de-açúcar desde o Império, a facilidade de sua

[19] Adverte-se ao leitor que a partir deste momento, utilizar-se-á de forma indistinta, os termos "etanol", "etanol brasileiro" e "etanol de cana-de-açúcar". Trata-se de uma escolha meramente didática, visando apenas a não repetição dessas expressões, já que em verdade não são sinônimas.

[20] GARRETT, Jerry. Corn Ethanol: Biofuel or Biofraud? The New York Times, New York, 24.set.2007; Disponível em: http://wheels.blogs.nytimes.com/2007/09/24/corn-ethanol-biofuel-or-biofraud/?scp=1&sq=corn%20ethanol:%20biofuel%20or%20biofraud&st=cse. Acesso em: 17 mai.2009, tradução livre: "In fact, Stratfor, a strategic planning newsletter, pointed out that Brazil "has developed a fuel that reduces greenhouse gas emissions and comes from a place that is politically stable and friendly to both the European Union and United States." And Brazil has a surplus of it, ready to export".

voltar ao índice

transformação em biocombustível[21], o baixo custo de produção[22], o alto rendimento em relação a outros insumos[23] e a mistura obrigatória supramencionada e o *boom* dos automóveis com tecnologia *flex*[24].

Por fim, considerando que "a produção de etanol no Brasil atingiu 22 bilhões de litros na safra de cana-de-açúcar de 2007/2008, um aumento de 23% em relação ao ano anterior" (JANK; NAPPO, 2009, p.26), foi possível atingir o segundo lugar na liderança do mercado mundial de biocombustíveis[25], ficando atrás apenas dos EUA com o seu etanol de milho.

Quanto ao aspecto técnico, o etanol, ou bioetanol, é o álcool etílico (C2H5OH) produzido a partir da biomassa. Empregado como combustível líquido, puro ou misturado à gasolina, ou ainda utilizado como insumo na fabricação de aditivo à gasolina[26], o etanol pode ser encontrado na forma de etanol anidro ou hidratado, denominados, respectivamente, álcool etílico anidro combustível e álcool etílico hidratado combustível, conforme art. 2º da

[21] ROSENTHAL, Elisabeth. U.N. Says Biofuel Subsidies Raise Food Bill and Hunger. *The New York Times*, New York, 7 October 2008. Disponível em: <http://www.nytimes.com/> Acesso em: 01.jun.2009, tradução livre: "Sugar cane is far easier to convert to biofuel than most other crops".

[22] CARR, Geoffrey. Actually, there is an alternative. *The Economist*, London, Special Edition "The World in 2009", 2009, p.105: "At the moment ethanol fermented from Brazilian sugar cane, the cheapest biofuel in the world, is kept out of the American market by high tariffs".

[23] MILLER, Vikki. Q&A: Biofuels. *Guardian.co.uk*, Manchester, 23 may 2008. Disponível em: <http://www.guardian.co.uk/ >. Acesso em: 03.jul.2009, tradução livre: "The best performing biofuels, such as ethanol produced from sugar cane in Brazil, can deliver 10 times more energy than that required to produce them, and release a quarter of the greenhouse gas emissions compared to their fossil fuel equivalent".

[24] JANK, Marcos Sawaya; NAPPO, Márcio. Etanol de cana-de-açúcar: uma solução energética global sob ataque. In: ABRAMOVAY, Ricardo (Org.). *Biocombustíveis*: a energia da controvérsia. São Paulo: Editora Senac, 2009, p.26: "O sucesso do programa de etanol do Brasil é hoje impulsionado por dois grandes fatores: a mistura obrigatória e a expansão do mercado de carros *flex*".

[25] Biofuels: Brazil reaction to wave of environmental concerns. Disponível em: <http://www.climatechangecorp.com/>. Acesso em: 31.mai.2009, tradução livre: "Brazil is the second biggest producer of the biofuel ethanol behind the United States, producing 16 billion litres, annually extracted from sugar cane".

[26] BNDES e CGEE (Org.). *Bioetanol de cana-de-açúcar:* energia para o desenvolvimento sustentável. Rio de Janeiro: BNDES, 2008. p. 41. Disponível em: <http://www.iea.sp.gov.br/out/bioenergia/textos/bio_06_2008.pdf>. Acesso em 10 fev. 2009.

voltar ao índice

Resolução 36/2005 da Agência Nacional de Petróleo (ANP). O primeiro caracteriza-se por não possuir água em sua composição, sendo usado como mistura à gasolina em proporções que variam entre 20% e 25%, conforme decisão da ANP; por sua vez, o etanol hidratado é utilizado puro, devendo ser empregado apenas em motores adaptados a esse combustível. O uso do etanol em proporções entre 20% e 100% do combustível total utilizado no motor, ocorre quase exclusivamente no Brasil e Estados Unidos[27].

Decorrente da classificação das gerações do gênero (biocombustível), a espécie (etanol) também acompanha o mesmo sentido. Então, a primeira geração de etanol realiza-se pela fermentação da sacarose proveniente do milho, da beterraba ou da cana-de-açúcar - a forma mais conhecida de se produzir o álcool; o etanol de segunda geração é feito tanto a partir da celulose da cana-de-açúcar e de outros vegetais, como o sisal, o salgueiro, o álamo quanto de algas, de mamona, do lixo e do óleo de cozinha usado. Apesar das pesquisas incipientes nesta segunda geração de etanol, seus futuros benefícios são muito positivos (MARQUES, 2009a, p.18). Ainda sobre o etanol de segunda geração, mais precisamente no contexto brasileiro que fez uma escolha pelo cultivo de cana-de-açúcar, deve-se deixar claro que: "O grande desafio é converter em etanol também a celulose, que está no bagaço e na palha da cana – processos de hidrólise enzimática ou físico-química permitiriam que as unidades de carbono da celulose e da hemicelulose fossem também fermentadas" (MARQUES, 2008, p.24).

Interessante ressaltar que em 1903 já havia recomendações para a instalação de uma infra-estrutura para produção de bioetanol automotor, sendo que em 1920 já existiam resultados positivos com testes em veículos movidos a bioetanol, visando substituir a gasolina derivada do petróleo - produto caro e escasso à época[28]. Assim, uma primeira medida governamental voltada para a redução dos impactos da dependência de combustíveis derivados de petróleo advém do Decreto 19.717/31, o qual determinou a mistura obrigatória de, no mínimo, 5% de bioetanol anidro à gasolina importada, e, posteriormente, também à gasolina nacional[29].

[27] *Id*. *Ibid*. p. 41 e 43.

[28] Para mais detalhes consultar: BNDES e CGEE (Org.). *Bioetanol de cana-de-açúcar:* energia para o desenvolvimento sustentável. Rio de Janeiro: BNDES, 2008, p.153.

voltar ao índice

O investimento na produção de álcool, propriamente dito, remonta a década de 70, decorrente de interesses político-econômicos[30]. Alguns fatos estimularam a produção de etanol de cana-de-açúcar no Brasil, dentre eles: o choque do petróleo no mercado mundial em 1973; a forte queda do preço do açúcar no mercado internacional a partir de 1974; a instituição do Programa Nacional de Álcool (PROÁLCOOL) com o Decreto 76.593/75. Este diploma normativo estabeleceu a mistura obrigatória do etanol à gasolina progressivamente elevada até atingir o percentual de 25%[31]. No ano de 1979 ocorreu o segundo choque do petróleo, com a produção de etanol elevada, introduziram-se no mercado brasileiro os automóveis movidos a etanol puro, o que provocou a triplicação da produção de etanol no país entre 1979 e 1985. Desta forma, não restam dúvidas de que a cana-de-açúcar é o insumo mais utilizado no Brasil, sendo que metade de toda safra colhida é destinada à produção do etanol, tanto que: "O aumento da produtividade da cana desde a década de 1970 tem sido de 4% ao ano, graças à pesquisa que multiplicou o número de cultivares da planta, adaptando-a a diferentes realidades" (MARQUES, 2009a, p.16). Diante dessa clara escolha por uma bioenergia, com raízes na década de setenta, analisar-se-ão os principais pontos positivos do etanol de cana-de-açúcar.

[29] BNDES e CGEE (Org.). Bioetanol de cana-de-açúcar : energia para o desenvolvimento sustentável. Rio de Janeiro: BNDES, 2008. 316 p. Disponível em: <http://www.iea.sp.gov.br/out/bioenergia/textos/bio_06_2008.pdf>. Acesso em 10 fev. 2009. p. 153.

[30] BAUEN, Ausilio. Avaliação das questões relativas às externalidades e à sustentabilidade. In: ROSILLO-CALLE, Frank; BAJAY, Sergio Valdir; ROTHMAN, Harry. *Uso da biomassa para produção de energia na indústria brasileira*. Campinas: Editora da UNICAMP, 2005, p.200: "No início, a principal campanha por trás do programa de álcool originou-se de questões como a segurança na energia, a geração de empregos e a redução de gastos com a importação de petróleo".

[31] BNDES e CGEE (Org.). *Bioetanol de cana-de-açúcar :* energia para o desenvolvimento sustentável. Rio de Janeiro: BNDES, 2008. 316 p. Disponível em: <http://www.iea.sp.gov.br/out/bioenergia/textos/bio_06_2008.pdf>. Acesso em 10 fev. 2009. p. 155.

voltar ao índice

4.1 – Possíveis Avanços: aspectos positivos

Um dos pontos positivos divulgado é a redução na emissão de gases de efeito estufa (GEE)[32] provenientes da combustão dos motores a gasolina que são mais tóxicos do que aqueles emitidos pelos motores a álcool, podendo-se mencionar: o monóxido de carbono, os hidrocarbonetos cancerígenos, o dióxido de enxofre e o chumbo. A absorção do CO_2 pelas plantações de cana-de-açúcar proveniente da combustão também é uma das vantagens. Importante observar que tal redução é auferida numa análise comparativa com o consumo de combustíveis fósseis, a qual permite uma redução ou adiamento de emissões de GEE provenientes da combustão daqueles, destacadamente o gás carbônico e o chumbo. Jank e Nappo (2009, p.30) chegam a afirmar que em se considerando o ciclo de vida do biocombustível brasileiro e toda a cadeia produtiva do etanol (desde sua produção até o consumo final), este combustível poderia reduzir as emissões de GEE em até 90% quando utilizado em substituição à gasolina.

Além disso, salienta-se a sua alta capacidade renovável de prover energia em comparação aos outros biocombustíveis[33]. O etanol de cana-de-açúcar brasileiro é o mais eficiente dentre os biocombustíveis existentes, na atualidade, sendo importante destacar que: "Isso significa que o etanol brasileiro é 4,5 vezes melhor do que o etanol produzido de beterraba ou trigo na Europa e quase sete vezes melhor do que o etanol produzido de milho nos Estados Unidos em termos de eficiência na geração de energia renovável" (JANK; NAPPO, 2009, p.30). Essa considerável diferença se deve a vários fatores como: a alta capacidade de fotossíntese da cana-de-açúcar, os melhoramentos genéticos das espécies desta e a utilização de biomassa na geração a ser utilizada nas usinas de produção do etanol.

[32] MARQUES, Fabrício. Balanço sustentável: estudo da Embrapa atualiza as vantagens do etanol no combate aos gases causadores do efeito estufa. *Revista Pesquisa FAPESP*, São Paulo, 159, mai.2009, p.30: "A produção e o consumo de etanol de cana-de-açúcar brasileiro emitem 73% menos dióxido de carbono (CO_2), um dos principais gases causadores do efeito estufa, do que os processos de obtenção e de queima da gasolina comercializada no país".

[33] JANK, Marcos Sawaya; NAPPO, Márcio. Etanol de cana-de-açúcar: uma solução energética global sob ataque. In: ABRAMOVAY, Ricardo (Org.). *Biocombustíveis*: a energia da controvérsia. São Paulo: Editora Senac, 2009, p.22: "Para cada unidade de energia fóssil usada em sua produção, o etanol brasileiro produz nove unidades de energia renovável, algo inimaginável para os demais biocombustíveis".

voltar ao índice

O desenvolvimento desse setor pode promover muitos postos de trabalho para a sociedade, envolvendo toda uma cadeia produtiva que inicia com o plantio da cana-de-açúcar e chega aos postos revendedores para o consumidor final. Vários empregos diretos e indiretos são criados, possibilitando um desenvolvimento econômico da região em que forem implantados tais empreendimentos.

Constitui-se também uma indispensável oportunidade de promover segurança e capacidade energética interna dos países. Assim, muitos países – principalmente, aqueles em desenvolvimento – podem ficar menos dependentes do petróleo, de forma a gerar empregos e desenvolvimento interno. Não deixa de ser um biocombustível mais democrático, no âmbito global, já que: "Mais de cem países em regiões tropicais e subtropicais do planeta são produtores de cana-de-açúcar, em alguma medida, e possuem o potencial para reproduzir a experiência brasileira na produção de etanol e bioeletricidade [...] Isso representaria uma revolução no fornecimento de combustíveis, no qual quase uma centena de países poderia suprir o mundo com biocombustíveis, no lugar dos atuais vinte países produtores de petróleo" (JANK; NAPPO, 2009, p.23). Levando-se em consideração que a produção de combustíveis fósseis está submetida à extração e à comercialização de petróleo (matéria-prima) que por sua vez é controlada pela Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP)[34], nota-se a democratização da geopolítica energética que representam os biocombustíveis no mercado global. Além disso, não se trata apenas de uma emancipação energética de combustível, mas de eletricidade também[35].

[34] *Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC)*. Para mais detalhes consultar em: <http://www.opec.org/home/>.

[35] JANK, Marcos Sawaya; NAPPO, Márcio. Etanol de cana-de-açúcar: uma solução energética global sob ataque. In: ABRAMOVAY, Ricardo (Org.). *Biocombustíveis*: a energia da controvérsia. São Paulo: Editora Senac, 2009, p.31: "Praticamente a totalidade das usinas brasileiras é autossuficiente na geração de energia e potencial geradora de bioeletricidade excedente. [...] Além disso, o período de colheita da cana-de-açúcar, em que a maior parte da sua biomassa está disponível para cogeração, coincide com a estação seca, quando as usinas hidrelétricas, responsáveis pela maior parte da energia elétrica do país, geralmente têm a produção reduzida devidos aos baixos níveis de seus reservatórios".

voltar ao índice

4.2 – Possíveis Retrocessos: aspectos negativos

Desta forma, um dos pontos negativos é a enorme extensão de terras convertidas em áreas de plantio de culturas destinadas à fabricação de biocombustíveis (ROSENTHAL, 2008a). Esse avanço da área de plantio de culturas destinadas à produção do etanol – em regra, monoculturas em grandes áreas de extensão[36] – gera uma preocupação com o recuperar dos biomas locais. Inclusive, uma recente matéria revela a existência de um déficit do setor destinado a plantação de cana-de-açúcar para com as matas ciliares e as funções ecológicas dos ecossistemas que estão sendo invadidos por essa cultura[37].

Outro aspecto negativo (relacionado às emissões dos gases do efeito estufa) que se coloca é a queima de palha de cana-de-açúcar nas plantações em larga escala, prática muito comum no Brasil. Trata-se de exemplo típico de poluição[38] atmosférica, devendo ser proibida prontamente pelo Poder Público. Os riscos que envolvem tal prática são imensuráveis, conforme o trecho que Paulo Affonso Leme Machado (2006, p.544) dedica ao problema: "Na fuligem sedimentada (o chamado 'carvãozinho') – aquela que fica depositada sobre o solo depois da queimada – foram identificadas

[36] VON DER WEID, Jean Marc. Agrocombustíveis: solução ou problema? . In: ABRAMOVAY, Ricardo (Org.). *Biocombustíveis*: a energia da controvérsia. São Paulo: Editora Senac, 2009, p.119: "O sistema agrícola convencional está baseado em processos extremos de artificialização do meio ambiente. Ele se caracteriza por grandes extensões de monoculturas que, no Brasil, chegam a áreas contínuas de até 100 mil hectares com a mesma planta na região dos cerrados".

[37] MARQUES, Fabrício. Balanço sustentável: estudo da Embrapa atualiza as vantagens do etanol no combate aos gases causadores do efeito estufa. *Revista Pesquisa FAPESP*, São Paulo, 159, mai.2009, p.33: "'ainda não se vê com as plantações de cana (....) Esse é um déficit que o setor deve ao meio ambiente e à sociedade. Os pesquisadores têm um papel a desempenhar nessa tarefa, ajudando a produzir estudos científicos e a encontrar soluções tecnológicas sobre esse assunto. E essa recomposição seria altamente benéfica inclusive para o negócio da cana'".

[38] Atente-se ao conceito de poluição do inciso III do artigo 3º da Lei Federal n.º 6.938/1981: "III - poluição, a degradação de qualidade ambiental resultante de atividades que direta ou indiretamente: a)prejudiquem a saúde, a segurança e o bem-estar da população; b)criem condições adversas às atividades sociais e econômicas; c)afetem desfavoravelmente a biota; d)afetem as condições estéticas ou sanitárias do meio ambiente; e)lancem matérias ou energia em desacordo com os padrões ambientais estabelecidos;".

voltar ao índice

'centenas de compostos químicos, dentre os quais 40 HPAS – Hidrocarbonetos Policlínicos Aromáticos. Entre esses últimos, estão os 16 considerados mais perigosos para a saúde humana na avaliação da *Environmental Protection Agency* – Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos'".

Ademais, outro grave problema relacionado com o avanço da fronteira agrícola, estimulado pela produção de biocombustíveis em larga escala é o risco de perda da biodiversidade, tema altamente complexo. Estudos comprovaram que a fauna brasileira vem perdendo seu habitat normal: as florestas[39]. Não se trata de aspecto preocupante apenas para o Brasil, mas também para outros Estados[40].

Por fim, outra faceta negativa que merece uma ponderação é a influência dos biocombustíveis na produção e venda de alimentos. Em outras palavras, algumas formas de biocombustíveis provenientes de insumos alimentares acabam por causar um aumento no valor destes. Em notícia veiculada no jornal americano *The New York Times*, uma reportagem criticou duramente o etanol do milho que eleva os preços de outras culturas alimentares já que é subsidiado pelo Estado norte-americano, atraindo os agricultores (GARRETT, 2007). Contudo, tal efeito atinge também à economia brasileira, como se pode observar do levantamento realizado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), em 2008, sobre a Agroindústria, na Comunicação Social veiculada no dia 06 de agosto de 2008: "O pequeno crescimento dos derivados da cana-de-açúcar (0,4%) é explicado pela queda da produção de açúcar cristal (-10,8%), devido ao direcionamento da safra de cana-de-açúcar para a produção de álcool, por conta dos melhores preços de comercialização. A produção de álcool, com crescimento de 10,4% foi impulsionada pela maior demanda interna, em virtude do aumento da frota de veículos bicombustíveis e pelo incremento das exportações (32,1%), para atender o aumento do consumo de álcool como combustível alternativo

[39] A fauna sem floresta. *Revista Pesquisa FAPESP*, São Paulo, 149, jul.2008, p.38: "A região perdeu 60% de sua vegetação natural entre 1962 e 1992, mas restou um mosaico de floresta, cerrado e áreas cultivadas – sobretudo cana-de-açúcar, laranja e eucaliptos – por onde circulam suçuaranas, jaguatiricas, gatos-do-mato, lobos-guará, cachorros-do-mato, quatis, guaxinins, cangambás e iaras" .

[40] MILLER, Vikki. Q&A: Biofuels. *Guardian.co.uk*, Manchester, 23 may 2008. Disponível em: <http://www.guardian.co.uk/ >. Acesso em: 03.jul.2009: "The rising appetite worldwide for biofuels means that there are economic incentives in destroying peatlands and rainforests to provide more plantation land".

voltar ao índice

ao petróleo"[41]. Em recente estudo da FAO (Organização das Nações Unidas para a Agricultura e Alimentação), em 2008, concluiu-se que os preços dos alimentos têm subido constantemente, causando muitos problemas[42], e cujo impacto é quanticamente nas classes mais pobres.

4.3 - Riscos e problemas decorrentes da produção de etanol

Neste item, duas peculiaridades básicas em relação ao risco devem ser ressaltadas: ele é fruto de uma decisão humana e constrói pontes com o futuro (DE GIORGI, 1998, p.216). O vínculo com o futuro reside justamente na pretensão de estabelecer determinações nas indeterminações, ou promover segurança nas situações de insegurança, por meio do sistema binário probabilidade/improbabilidade[43]: "O risco é, na realidade, uma construção da comunicação que descreve a possibilidade de arrepender-se, no futuro, de uma escolha que produziu o dano que se queria evitar" (DE GIORGI, 2006, p.232). Além disso, constitui-se numa condição paradoxal de construção do futuro, principalmente desencadeado pelo sistema político e que acaba por irritar o sistema jurídico, sobrecarregando-o. Portanto, diante de tal consideração, passa-se aos riscos provenientes do etanol, ou seja, alguns pontos levantados acima como positivos ou negativos podem não acompanhar tal adjetivação em algumas situações. Ora, a escolha por uma agroenergia – como é o etanol brasileiro – deve ser analisada com muita parcimônia, precaução e responsabilidade, pois como assevera Jean Marc von der Weid (2009, p.135): "Tentar substituir combustíveis fósseis por agrocombustíveis na escala que está sendo proposta pode ter efeitos ainda

---

[41] Disponível em: <http://www.ibge.gov.br/home/presidencia/noticias/noticia_impressao.php?id_noticia=1202 >. Acesso em: 23. mai.2009.

[42] VIDAL, John. Change, but at what price? *Guardian.co.uk*, Manchester, 17 december 2008. Disponível em: <http://www.guardian.co.uk/>. Acesso em: 03. jul.2009, tradução livre: "According to its preliminary data, more than 960 million people - one in every six people in the world - now go to bed hungry, and 40 million suffered malnourishment in 2008 because of higher food prices".

[43] DE GIORGI, Raffaele. *Direito, democracia e risco*: vínculos com o futuro. Porto Alegre: Sérgio Antonio Fabris Editor, 1998, p.197: "É uma modalidade da relação com o futuro: é uma forma de determinação das indeterminações segundo a diferença de probabilidade/improbabilidade".

voltar ao índice

piores para o meio ambiente, o aquecimento global e a produção de alimentos, sem resolver o problema energético do planeta".

Um primeiro exemplo é a promoção de oportunidades de trabalho decorrentes da produção de etanol de cana-de-açúcar. Constituirá realmente um avanço? Ora, não se pode olvidar dos inúmeros problemas sociais enfrentados pelos cortadores de cana que passam por situações degradantes em seu trabalho[44]. Não se trata de uma mera promoção de trabalhos para desempregados, ou seja, não se pode ver o desenvolvimento de postos de trabalho a serem promovidos pelo mercado de etanol como um fim em si mesmo. Infelizmente, o Brasil possui um histórico manchado pela escravatura, convivendo com denúncias de trabalhadores vivendo em condições desumanas. Sobre esta temática, segundo Ignacy Sachs (2009, p.197): "Os estudos da OIT apontam para um déficit agudo de oportunidades de trabalho decente, ou seja, trabalho convenientemente remunerado e realizado em condições que não atentem contra a saúde e a dignidade dos trabalhadores". A complexidade do tema leva ao ponto de um problema ambiental gerar implicações no modo de trabalho humano que por sua vez condiciona e é condicionado pelo econômico. Ora, se os trabalhadores do setor de produção de etanol não forem respeitados em seus direitos, será um empecilho às exportações de etanol para a União Européia, por exemplo. Isto porque o bloco europeu estabeleceu a regra de comprar etanol apenas daqueles exportadores que certifiquem a origem ecologicamente e socialmente correta de seus produtos[45].

O segundo exemplo é a bandeira de redução das emissões de gases do efeito estufa. Em que pesem os argumentos (positivos) e as pesquisas

[44] Biofuels: Brazil reaction to wave of environmental concerns. Disponível em: <http://www.climatechangecorp.com/> . Acesso em: 31.mai.2009: "However, there is some truth in the environmental and social concerns. The history of sugar cane production in Brazil is marked by the exploitation of a cheap labour force after emancipation of slaves in 1888 and the destruction of the Atlantic Forest, a rainforest near the coast with high biodiversity rates. A few sugar cane farms and mills are still suspected of maintaining their workers as explicit slaves".

[45] Biofuels: Brazil reaction to wave of environmental concerns. Disponível em: <http://www.climatechangecorp.com/>. Acesso em: 31.mai.2009:"The minister also announced that models for social and environmental certification of ethanol and biodiesel would be ready by December 2008. The certification will assure that the ethanol and biodiesel sectors follow environmental, social and labour criteria according to international law, making the exports of green fuels easier for Brazil".

voltar ao índice

voltadas para a redução de emissões de gases poluentes – reduzindo o efeito estufa e as mudanças climáticas - cientistas têm se debruçado com mais afinco sobre os custos ambientais da produção de biocombustível numa perspectiva global. Uma primeira advertência é que "esta equação provou-se demasiado simplista porque o processo de transformar plantas em combustíveis causa suas próprias emissões - de refino e transporte, por exemplo" (ROSENTHAL, 2008a). Faz-se necessária uma análise do "balanço energético"[46]. Sobre isso, Timothy Searchinger (pesquisador da Universidade de Princeton, um dos principais autores no estudo e na pesquisa em meio ambiente e economia) afirma que: "[...] se o aumento da área cultivada basear-se na conversão de pastagens tropicais, as emissões de gases podem ser compensadas em quatro anos. Mas se implicar o desmatamento da floresta tropical, o período de compensação subiria para 45 anos" (MARQUES, 2009b, p.32). No mesmo sentido, adverte Von der Weid (2009, p.114) sobre a desastrosa experiência da Indonésia que ao substituir sua floresta tropical por plantações de óleo de palma fez com que o prazo para compensar as emissões de GEE seja de 420 anos. Isso é de extrema importância, pois se instaurada uma política desenvolvimentista de biocombustíveis os efeitos serão nefastos, já que se considerada a quantidade a ser utilizada provavelmente ocorrerá um aumento dos gases na atmosfera[47].

Em relação direta a área de cultivo para os biocombustíveis e a sua influência na produção de alimentos, indispensável mencionar que: "Será uma grande oportunidade para o país enriquecer, mas será também a maior ameaça para ecossistemas como a Floresta Amazônica"(MARCOLIN, 2008, p.59). Nesse aspecto uma notícia de um jornal britânico salientou que: "Outra tendência tornou-se aparente. Os países ricos, preocupados com o rápido aumento global das populações e a diminuição dos alimentos e dos suprimentos de combustíveis, começaram a comprar terras agrícolas em

[46] VON DER WEID, Jean Marc. Agrocombustíveis: solução ou problema? . In: ABRAMOVAY, Ricardo (Org.). *Biocombustíveis*: a energia da controvérsia. São Paulo: Editora Senac, 2009, p.107: "O balanço energético é a relação entre a energia investida na produção e a energia contida nos agrocombustíveis".

[47] ROSENTHAL, Elisabeth. Biofuels make greenhouse gases worse, scientists say. *The Seatlle Times*, Seatlle, 08 February, 2008. Disponível em: <http://seattletimes.nwsource.com/>. Acesso em: 17 mai.2009: "'When you take this into account, most of the biofuel that people are using or planning to use would probably increase greenhouse gases substantially,'(…)".

voltar ao índice

países pobres" (VIDAL, 2008). Além disso, a destruição de coberturas naturais[48], além de causar perda de biodiversidade, emitem GEE ao serem queimadas e aradas, e impedem o efeito esponja desempenhado pelas florestas em absorver as emissões de carbono[49].

Diante o exposto nesse item, resta claro o paradoxo[50], a complexidade e a inter-relação desses aspectos, ou seja, ao tentar *diminuir* o aquecimento global com uma política energética renovável o resultado pode ser o seu *aumento,* culminando na geração de *riscos de segunda ordem*. Então, em um primeiro momento, o etanol parece ser benéfico ao meio ambiente, como apresentado por alguns autores, porém, estudos científicos apresentam importantes evidências que levam à conclusão contrária.

Desta forma, no próximo tópico tratar-se-ão de alguns dos instrumentos jurídicos oferecidos e almejados pelo Estado de Direito Ambiental, como possíveis respostas aos problemas ambientais decorrentes da sociedade de riscos. Dentre estes, uma política energética do etanol voltada apenas para o "desenvolvimento" cego pode trazer efeitos nefastos.

---

[48] VON DER WEID, Jean Marc. Agrocombustíveis: solução ou problema? . In: ABRAMOVAY, Ricardo (Org.). *Biocombustíveis*: a energia da controvérsia. São Paulo: Editora Senac, 2009, p.115: "A destruição da cobertura vegetal para a produção de matérias-primas do agrocombustível é um componente fundamental para avaliar o peso dessa atividade no aumento ou na diminuição das emissões de GEE. Por isso mesmo é preciso verificar as possibilidades de se conciliar a conservação das florestas, pradarias, turfa, etc. com a enorme expansão da área cultivada necessária para a expansão explosiva da demanda de agrocombustíveis".

[49] ROSENTHAL, Elisabeth. Biofuels make greenhouse gases worse, scientists say. *The Seatlle Times*, Seatlle, 08 February, 2008. Disponível em: <http://seattletimes.nwsource.com/>. Acesso em: 17 mai.2009: "The destruction of natural ecosystems — whether rain forest in the tropics or grasslands in South America — not only releases greenhouse gases into the atmosphere when they are burned and plowed, but also deprives the planet of natural sponges to absorb carbon emissions. Cropland also absorbs far less carbon than the rain forests or even scrubland that it replaces".

[50] DE GIORGI, Raffaele. *Direito, democracia e risco*: vínculos com o futuro. Porto Alegre: Sérgio Antonio Fabris Editor, 1998, p.192: "Esta paradoxalidade pode ser assim indicada: na sociedade contemporânea, reforçam-se simultaneamente segurança e insegurança, determinação e indeterminação, estabilidade e instabilidade. Ou pode-se mesmo dizer: nesta sociedade há simultaneamente mais igualdade e mais desigualdade, mais participação e menos participação; mais riqueza e, ao mesmo tempo, mais pobreza".

voltar ao índice

5. O ESTADO DE DIREITO AMBIENTAL: UM OLHAR PARA O FUTURO.

O Estado de Direito Ambiental busca aperfeiçoar o conteúdo e os meios de concretização do direito fundamental ao meio ambiente ecologicamente equilibrado (art.1º, III combinado com os arts.5º e 225 *caput* da CF) e os pressupostos considerados essenciais para a consecução de um modelo estatal mais próximo do ideal de sustentabilidade.

A evolução da norma ambiental e seu aporte constitucional suscitam o enfrentamento da possibilidade da atual sociedade de risco, reflexiva, complexa, pós-social e pós-moderna, refletir juridicamente sobre a construção de um Estado mais apto a gerir os riscos ambientais.

O examinar do Estado de Direito Ambiental no âmbito dos bicombustíveis remete, obviamente, a necessidade de examinar em primeiro plano o direito constitucional, ápice da escala normativa, tendo em mente que o legislador brasileiro foi sensível em relação aos problemas ambientais, tendo promovido uma norma mais direcionada aos problemas ecológicos para o século XXI.

Desta forma, promoveu uma necessidade do legislador infraconstitucional não legislar aquém da norma constitucional mais esverdeada. No sentido normativo mister se faz uma visão sistêmica, bem como a observância da escala hierárquica das normas, visando inibir a produção inconstitucional. Verifica-se claramente a adoção de vários princípios em nível constitucional, atinentes a proteção ambiental, exigindo do gestor e produtor legislativo um direcionamento harmônico e sistêmico. Hoje, poder-se-ia dizer, sem restrição que decidir sem pensar na sustentabilidade constitui um atentado ecológico. Acrescente-se que fazem parte da equação a vertente social e econômica, contudo, a base da sustentabilidade são os recursos naturais. Não há como ter uma regulamentação dos bicombustíveis sem a fundamentação tecnicamente ancorada e a adoção da melhor tecnologia possível, pois ira ferir a percepção destes novos valores ambientais, constitucionalmente garantidos.

O Estado de Direito Ambiental estabelece novos parâmetros para a proteção ambiental e serve como meta de uma política que tenha como

voltar ao índice

objetivo a proteção da qualidade de vida de toda coletividade, bem como do ambiente natural no seu valor intrínseco.

Canotilho (2004) aponta alguns pressupostos essenciais ao processo de edificação deste Estado de Direito Ambiental, são eles: a adoção de uma concepção integrada do meio ambiente; a institucionalização dos deveres fundamentais ambientais; e o agir integrativo da administração.

A adoção de uma concepção integrada do meio ambiente favorece o desenvolvimento de um conceito de direito ambiental integrativo e, como conseqüência, promove substantivas modificações na forma como os instrumentos jurídicos são concebidos, definidos e implementados pelo Estado. A concepção integrativa do ambiente, portanto, "pressuporá uma avaliação integrada de impacto ambiental incidente não apenas sobre projectos públicos ou privados isoladamente considerados, mas sobre os próprios planos (planos directores municipais, planos de urbanização). Isto implica uma notável alteração das relações entre as dimensões ambientais e as dimensões urbanísticas" (CANOTILHO, 2004, p.9).

Já sobre a institucionalização dos deveres fundamentais ecológicos consiste em estabelecer deveres comportamentais ecológicos negativos (*non facere*) e positivos (*facere*) baseados na natureza de uso comum do bem ambiental, vinculando os destinatários (Poder Público em suas três esferas e os cidadãos) aos princípios jurídico-ambientais[51].

Não se pretende aqui elencar todos estes princípios, razão pela qual mencionar-se-ão apenas alguns como os da: proibição de retrocesso ambiental, da precaução, da eqüidade intergeracional e o integrativo.

Como salientado acima, o direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado é de natureza fundamental, não admitindo retrocesso ecológico. Conforme salienta Aragão (2007, p.36-37), "[...] o princípio da proibição do retrocesso ecológico, espécie de cláusula *rebus sic stantibus*, significa que, a menos que as circunstâncias de facto se alterem significativamente, não é de admitir o recuo para níveis de protecção inferiores aos anteriormente consagrados. [...] As circunstâncias de facto às quais nos referimos são, por exemplo, o afastamento do perigo de extinção antropogénica, isto é, a

[51] CANOTILHO, José Joaquim Gomes. Juridicização da ecologia ou ecologização do Direito. *Revista Jurídica do Urbanismo e do Ambiente*. Coimbra: Almedina, n.4, dez.1995, p.74: "(...) o Estado de justiça de ambiente aponta no sentido da indispensabilidade de uma carta de princípios de justiça ambiental".

voltar ao índice

efectiva recuperação ecológica do bem cuja protecção era regulada pela lei vigente, desde que cientificamente comprovada; ou a confirmação científica de que a lei vigente não era a forma mais adequada de protecção do bem natural carecido de protecção". Além disso, o desenvolvimento desse novo modelo estatal encontra-se vinculado à articulação entre distintas modalidades de problemas ambientais, que devem necessariamente gozar de amparo jurídico-constitucional. Nesse contexto, acrescenta Canotilho (2007, p.7) que "[...] é razoável convocar o *princípio da proibição de retrocesso* no sentido de que as políticas ambientais [...] são obrigadas a melhorar o nível de proteção já assegurado pelos vários complexos normativo-ambientais".

Por fim, o terceiro pressupostos essencial do Estado de Direito Ambiental, o agir integrativo da Administração, é de suma importância para a efetividade ambiental, ficando a ressalva de que os cidadãos e ONGS não estão excluídos de tal "agir" (inclusive para funcionalizar os princípios da participação, informação e da transparência).

5.1 As Gerações de Direito Ambiental

A determinação das duas gerações de problemas ambientais também nos é oferecida por Canotilho (2005, p.47), sendo que: "[...] os problemas da primeira geração incidem fundamentalmente na protecção do ambiente tendo em conta os elementos constitutivos (poluição de águas, ar, solo). Hoje, a segunda geração de problemas ecológicos relaciona-se com efeitos que extravasam a consideração isolada dos elementos constitutivos do ambiente e as implicações dos mesmos (camada de ozono, efeito estufa, mudanças climáticas)". Notável que tais gerações de problemas ambientais guardam simetria com as modernidades simples (sociedade industrial) e reflexiva (sociedade pós-industrial ou sociedade de risco) da análise sociológica de Ulrich Beck, analisada alhures[52]. Assim, na modernidade simples diante dos riscos concretos da sociedade industrial, a preocupação volta-se para os micro-bens ambientais, sem preocupação com a sua interação com outros *microbens* e com o todo (*macrobem*). Já na sociedade de risco,

[52] Para mais detalhes, ver item 2 deste trabalho "2. Reflexos da Teoria da Sociedade de Risco e a Problematização com os biocombustíveis".

voltar ao índice

propriamente dita, os problemas ambientais de 2ª geração são notados e sistematizados, o que demonstra uma preocupação com o *macrobem* ambiental, envolvendo questões globais inclusive como o aquecimento global e as mudanças climáticas. Destacadas as duas modernidades (simples/industrial e reflexiva/de riscos/pós-industrial) e as duas gerações de problemas ambientais (1ª geração - poluição de águas, ar, solo; 2ª geração - camada de ozônio, efeito estufa e mudanças climáticas), surge no Direito Ambiental, duas gerações correspondentes.

Sobre a primeira geração, "[...] as dimensões jurídico-normativas mais relevantes reconduziam-se à prevenção e controlo da poluição, das suas causas e dos seus efeitos (CRP, art.66º-2/a), e à subjectivização do direito ao ambiente como direito fundamental ambiental"(CANOTILHO, 2007, p.1-2). Já em relação à segunda geração, um de seus problemas envolve "[...] efeitos combinados dos vários factores de poluição e das implicações globais e duradouras como o efeito de estufa, a destruição da camada de ozónio, as mudanças climáticas e a destruição da biodiversidade" (CANOTILHO, 2007, p.2).

Contudo, indispensável fazer a ressalva de que as gerações de direito ambiental, as gerações de problemas ambientais, e as modernidades não se excluem, mas coexistem, exigindo do ordenamento jurídico mecanismos de compatibilização e atualização.

Diante do exposto, portanto, nota-se que a questão do etanol está relacionada num contexto tanto de primeira geração (a poluição das águas e lençóis freáticos pelos agrotóxicos utilizados nas plantações de cana-de-açúcar; o desgaste do solo pela plantação em larga escala de uma monocultura de etanol; a emissão de gases tóxicos e da fuligem da queima da palha de cana-de-açúcar na atmosfera) quanto de segunda geração de problemas ambientais (a emissão de gases poluentes pelos automóveis *flex* que também geram o aquecimento global; o risco de perda de biodiversidade com o avanço das fronteiras agrícolas para cultivo da cana; o risco de OGMs de cana[53] serem destinados à alimentação). Importante

[53] JANK, Marcos Sawaya; NAPPO, Márcio. Etanol de cana-de-açúcar: uma solução energética global sob ataque. In: ABRAMOVAY, Ricardo (Org.). *Biocombustíveis*: a energia da controvérsia. São Paulo: Editora Senac, 2009, p.44: "Na área agrícola, novas variedades vide: VON DER WEID, Jean Marc. Agrocombustíveis: solução ou

voltar ao índice

ressaltar que embora os mecanismos de proteção típicos da primeira geração de problemas ambientais tenham aplicação atual e desempenhem um papel relevante na proteção do meio ambiente, deve-se reconhecer a sua insuficiência para com os problemas de segunda geração. Portanto, imprescindível se faz adotar uma idéia de complementaridade, fundada no princípio da integração, para lidar com a alta complexidade dos problemas ambientais.

6. CONFLITOS E METAS PARA GESTÃO SUSTENTÁVEL DO BIOCOMBUSTÍVEL DE ETANOL: ENFOQUE NO ESTADO DE DIREITO AMBIENTAL

Diante de todo o exposto neste trabalho, algumas premissas restaram claras e inequívocas. A primeira delas é que a escolha energética decorre de uma decisão política, a qual se submete aos interesses econômicos, o que acaba por sobrecarregar o direito, nos moldes salientados por Raffaele De Giorgi (2006). Exemplo disso foram os declínios da produção brasileira de etanol quando o preço do petróleo caia vertiginosamente[54] e o período de hibernação da produção de combustível a partir de resíduos[55].

A segunda premissa aqui estabelecida é que "[...] o estudo dos impactos socioambientais dos biocombustíveis deve ser tratado de maneira regionalizada e levando em conta a matéria-prima e as tecnologias envolvidas nos processos produtivos" (ABRAMOVAY, 2009, p.13).

Uma terceira observação é que: "O que causa problema são as políticas atuais que não garantem que a produção dos combustíveis se localize em lugares apropriados" (SACHS, 2009, p.147). Portanto, com essas

problema? In: ABRAMOVAY, Ricardo (Org.). *Biocombustíveis*: a energia da controvérsia. São Paulo: Editora Senac, 2009, p.128.

[54] Para mais detalhes, ver informações da página 12, item "4. O Etanol de Cana-de-Açúcar" acima.

[55] WALD, Matthew L. Gassing Up with Garbage. *The New York Times*, New York, 24 July 2008.Disponível em: <http://www.nytimes.com/ > . Acesso em: 04.jul.2009: "For decades scientists have known it was possible to convert waste to fuel, but in an era of cheap oil, it made little sense. With oil now trading around $125 a barrel and gasoline above $4 a gallon, the potential economics of a waste-to-fuel industry have shifted radically, setting off a frenzy to be first to market".

voltar ao índice

colocações passa-se para alguns mecanismos de gestão sustentável do etanol no Estado de Direito Ambiental.

6.1 Uso da Melhor Tecnologia Disponível (*best available technology*)

Em face da adoção constitucional dos Princípios da Eqüidade Intergeracional, do Princípio da Prevenção, do Princípio da Precaução e do Princípio da Correção das Fontes (art. 225, CF) tem-se a formação de critérios para a configuração de aceitabilidade ou não de determinados riscos ambientais que, por sua probabilidade e magnitude, são declarados ilícitos (dano ambiental futuro), justificando a imposição de medidas preventivas (obrigações de fazer ou não fazer, art. 3º, Lei nº 7.347/85) (CARVALHO, 2008).

Neste sentido, a *melhor tecnologia disponível* trata-se de instrumento operacional para o gerenciamento de riscos ambientais, consistindo em medida preventiva capaz de impor a obrigação de adoção da "fase de desenvolvimento mais eficaz e avançada das atividades e dos respectivos modos de exploração, que demonstre a aptidão prática de técnicas específicas para constituir, em princípio, a base dos valores-limite de emissão com vista a evitar e, quando tal não seja possível, a reduzir de um modo geral as emissões e o impacto no ambiente no seu todo"[56]. Assim, a natureza jurídica da melhor tecnologia disponível consiste em medida preventiva (obrigação de fazer) desencadeada pela configuração dos riscos ambientais gerados pela atividade como ilícitos (danos ambientais futuros). Trata-se, sob o ponto de vista da ciência, uma cláusula técnica dinâmica, tendo, simultaneamente, um sentido jurídico de textura aberta, cujo conteúdo normativo estabelece a adoção dinâmica das melhores e mais seguras técnicas que, disponíveis para sua adoção em escala industrial ou mercadológica, sejam menos arriscas (mais seguras) sob o ponto de vista ambiental.

Apesar de tratar-se de uma "fórmula bem aberta, com uma notável margem de imprecisão" (PARDO, 1999, p.95), a sua atribuição deve se dar a partir de uma análise de cada caso em concreto, mediante a ponderação de interesses visando ao equilíbrio entre os custos e os benefícios (ponderação entre custos econômicos, viabilidade técnica e ganho ambiental) os quais não

[56] Conforme art. 2º, da Diretiva nº 96/61 de 1996 do Conselho da Comunidade Européia.

voltar ao índice

devem ser considerados apenas a partir da lógica econômica, mas, também, em sua variável ambiental (USZACKI, 2009, p.85).

Pode-se observar que a imposição da adoção da melhor tecnologia disponível atribui à Administração Ambiental o importante papel de preencher o sentido de "quais os meios e as técnicas que, em cada momento, se podem considerar os melhores" (ANTUNES, 2003, p.72/73). Destarte, a melhor tecnologia disponível, como espécie de medida preventiva, consiste em decorrência operacional dos Princípios da Prevenção e Precaução, remetendo a interpretação jurídica ao "parâmetro científico" (ANTUNES, 2003, p.72) realizando, assim, uma dinâmica entre as normas jurídicas, os padrões mínimos ambientais e o estado atual da técnica. Há, por isto, condições de uma atualização automática do Direito frente à Técnica, impondo o equilíbrio entre a evolução científica, o desenvolvimento econômico e os padrões mínimos para assegurar o direito de todos ao meio ambiente ecologicamente equilibrado.

Isso permite postular uma escolha pela opção mais sustentável de um etanol para o Brasil, de forma a "satisfazer as necessidades das gerações atuais sem comprometer as futuras, atendendo ao equilíbrio social e ecológico, bem como às necessidades dos mais pobres" (COMISSÃO MUNDIAL SOBRE MEIO AMBIENTE E DESENVOLVIMENTO, 1991, p.430). Embora o cenário atual do etanol brasileiro caracterize-se, predominantemente, pela produção da primeira geração (proveniente da fermentação da sacarose), deve ser dada prioridade ao modelo de segunda geração. Preliminarmente, a primeira geração possui os seguintes problemas: a grande extensão de terras para o plantio de cana-de-açúcar; a monocultura[57]; a insuficiente remuneração e as condições críticas do ambiente de trabalho dos bóias-frias; a possibilidade de avanço das plantações para as florestas (e conseqüente perda de biodiversidade); a possibilidade de aumento dos produtos

[57] NUSDEO, Ana Maria de Oliveira; JACCOUD, Cristiane. Inserção do Biodisel na Matriz Energética Brasileira: uma abordagem sobre a consideração dos pilares da sustentabilidade no Programa de Produção e Uso do Biodiesel – PNPB. *In*: *SIMPÓSIO DANO AMBIENTAL NA SOCIEDADE DE RISCO*, 2., 2007, Florianópolis. Anais. Florianópolis: Grupo de Pesquisa Direito Ambiental na Sociedade de Risco/UFSC/CNPq, 2007, p.63: "Em que pese a diversidade de matérias-primas para produção de biodiesel evitar o problema da monocultura, como ocorre em relação ao etanol, esse aspecto da política em questão mostra-se insuficiente ao cumprimento de normas legais referentes à proteção do meio ambiente".

voltar ao índice

alimentícios em razão da remuneração mais rentável para produção de cana-de-açúcar.

Desta forma, não há dúvidas de que a produção da segunda geração, baseada na biomassa-resíduo, seja a melhor tecnologia disponível. Sua principal vantagem é não competir com a produção de alimentos, já que sua fonte vem de resíduos agrícolas, o que pode resolver em parte o problema do uso da terra (ROSENTHAL, 2008a). O esterco, os resíduos alimentares, a madeira, a palha e o esgoto, recursos florestais, resíduos orgânicos industriais, resíduos sólidos e líquidos; dentre outros são exemplos de sua matéria-prima (MILLER, 2008). Seu processo de produção exige o domínio de tecnologias que devem ser implementadas tanto pelo setor privado[58] quanto pelo público (princípio da responsabilidade compartilhada). Além disso, importante destacar o potencial energético do etanol de 2ª geração proveniente da cana-de-açúcar: "Se os pesquisadores encontrarem formas de reduzir custos, o uso dos dois terços de celulose da cana poderia, a longo prazo, ampliar dramaticamente a produção do etanol brasileiro" (MARQUES, 2008, p.24). Caso fosse otimizado tal aproveitamento dos resíduos do etanol de primeira geração a produção aumentaria significativamente, Fernando Reinach é taxativo: "Logo, se usar a tecnologia para tirar etanol do bagaço, a produtividade sobre para 11 mil litros de etanol. Se usar a tecnologia em tudo, da palha ao bagaço, dá para tirar 28 mil litros de etanol por hectare em vez de 7 mil litros, com praticamente a mesma quantidade de energia elétrica" (MARCOLIN, 2008, p.62). Também é de destacar a sua capacidade de reduzir emissões de dióxido de carbono (HALL; HOUSE; SCRASE, 2005, p.29).

Além disso, outros exemplos de uso da melhor tecnologia possível na produção do etanol (corolário dos Princípios da Eqüidade Intergeracional, da Prevenção, da Precaução e da Correção das Fontes) podem ser mencionados: a significativa redução (passando dos 5 m³ por tonelada de cana processada para 1,5 m³) no volume de água utilizada no processo

[58] ABRANCHES, Sérgio. *Para onde irão os biocombustíveis?* Texto publicado em 05/12/2008. Disponível em: <http://www.oeco.com.br/sergio-abranches/35-sergio-abranches/20444-para-aonde-irao-os-biocombustiveis>. Acesso em: 07 maio 2009: "Se há algum futuro no mundo de baixo carbono para biocombustíveis, ele estaria na segunda geração. Para o Brasil, essa tendência favorável aos biocombustíveis de segunda geração só representa ameaça por causa da incapacidade do setor privado em investir em pesquisa e pela falta de apoio governamental à pesquisa e desenvolvimento de tecnologia celulósica".

voltar ao índice

produtivo do açúcar e do etanol[59]; o abandono ou utilização mínima de pesticidas e agrotóxicos nas lavouras de cana, priorizando o "manejo integrado de pragas, do controle biológico"[60] e a utilização da palha da cana como composto orgânico do solo ou a colheita mecanizada como forma de evitar a sua queima e conseqüente dispersão na atmosfera (JANK; NAPPO, 2009, p.33).

6.2 A Certificação Socioambiental: o selo ambiental

Os processos de certificação são incipientes ainda, tanto no contexto internacional[61] quanto nacional. Eles servem para auferir credibilidade ao produto comercializado, facilitando a compra pelos clientes e consumidores, além de estarem relacionados às barreiras do comércio internacional. Conforme Jank e Nappo (2009, p.49) "uma certificação só terá valor se também for reconhecida pelos importadores dos produtos certificados e pelos países produtores". Indispensável a qualquer sistema de certificação

[59] JANK, Marcos Sawaya; NAPPO, Márcio. Etanol de cana-de-açúcar: uma solução energética global sob ataque. In: ABRAMOVAY, Ricardo (Org.). *Biocombustíveis*: a energia da controvérsia. São Paulo: Editora Senac, 2009, p.34: "Muitas usinas já apresentam números inferiores a 1 m³ por tonelada de cana-de-açúcar processada e, com a disseminação de novas tecnologias, como a lavagem a seco da cana que chega à usina, o setor espera reduzir ainda mais o uso industrial de água".

[60] *Idem*, *ibidem*. p.33.

[61] Além de iniciativas da União Européia e de alguns de seus Estados-Membros (Reino Unido, Holanda e Alemanha), o Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (Unep) em parceria com instituições governamentais, entidades privadas e representantes da sociedade civil têm discutido a definição de critérios para analisar a sustentabilidade dos biocombustíveis. No mesmo sentido, tem-se: o projeto "Segurança Alimentar e Bioenergia" (*Bioenergy and Food Security*) sob coordenação da Organização das Nações Unidas para a Agricultura e a Alimentação (FAO); A FAO e a Organização das Nações Unidas para o Desenvolvimento Industrial (Unido) preparam um projeto para o Fundo Global para o Meio Ambiente (*Global Environment Facility* – GEF); o grupo de trabalho internacional *IEA Task 40*, da Agência Internacional da Energia, tem desenvolvido sistemas de certificação, padronização e terminologia relacionados à produção de bioenergia; a Mesa Redonda sobre Biocombustíveis Sustentáveis, organizada pelo Centro de Energia da Escola Politécnica Federal de Lausanne, na Suíça, buscam constituir princípios e critérios na produção de biocombustíveis sustentáveis. Para mais detalhes, ver: BNDES e CGEE (Org.). *Bioetanol de cana-de-açúcar*: energia para o desenvolvimento sustentável. Rio de Janeiro: BNDES, 2008. 316 p. Disponível em: <http://www.iea.sp.gov.br/out/bioenergia/textos/bio_06_2008.pdf>. Acesso em 10 fev. 2009. p. 217- 219.

voltar ao índice

fundamentar-se sobre os três pilares da sustentabilidade (o ambiental, o social e o econômico), conhecido como *tripple bottom line*, o que significa que "[...] um produto deve ser ambientalmente adequado, socialmente justo e economicamente viável para ser considerado sustentável a longo prazo" (JANK; NAPPO, 2009, p.48).

Uma relevante observação feita por Ignacy Sachs (2009, p.174) é de que: "Para que a certificação surta efeito, é preciso aplicar critérios rigorosos de respeito às normas ambientais e sociais e que as entidades certificadoras tenham idoneidade". Além disso, na fase embrionária da constituição do selo (processo negociador), é necessária a ampla participação dos interessados, numa plena materialização do princípio da participação - elemento do Estado de Direito Ambiental, como salientado acima. Desta maneira, a proposta de "abordagem *multistakeholder*" parece compatível com os princípios desse modelo estatal já que defende a participação dos "[...] principais atores interessados, envolvendo o setor privado (produtores, indústrias, associações), o setor de serviços (representados pelos bancos), a academia e a sociedade civil organizada, geralmente representada por ONGs (sociais, ambientais e de consumidores)" (JANK; NAPPO, 2009, p.48).

O selo não pode também vir a ser uma condição seletiva para a produção do etanol, ou seja, não pode funcionar como estimulador de monopólios. As condicionantes não devem ser flexibilizadas no tocante aos critérios ambientais e sociais, contudo, os pequenos agricultores deveriam receber subsídios do governo para arcar com o custo operacional da certificação. Uma das condicionantes para a obtenção do selo ou das licenças e autorizações deveria basear-se na seguinte fórmula: ↑ produção do etanol lignocelulósico (2ª geração) e ↓ produção do etanol fermentado (1ª geração) possível. Claro que se deveria também privilegiar a produção da 1ª geração para as agriculturas familiares, destituídas de meios econômicos e tecnológicos para uso da melhor tecnologia disponível exigida para a produção da 2ª geração.

Por fim, salienta-se que o governo brasileiro tenta desenvolver um sistema de certificação nacional para o etanol, através do Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO) – órgão ligado ao Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior (MDIC) com o

intuito de resguardar o biocombustível brasileiro de possíveis barreiras ao comércio internacional fundadas em questões de sustentabilidade (JANK; NAPPO, 2009, p.52). Contudo, em face do agir integrativo da Administração (pressuposto essencial do Estado de Direito Ambiental), a participação de outros órgãos ou ministérios como o do Meio Ambiente (MMA) e do Trabalho e Emprego (MTE) assim como da sociedade civil (seja por meio de audiências públicas ou de ONGS) são indispensáveis para uma gestão sustentável da política energética do etanol.

6.3 A Gestão Integrada

Uma advertência inicial se faz necessária para que não sejam cometidos excessos nem omissões no presente trabalho: não há um biocombustível – e aqui o etanol - que represente uma solução universal e perfeita para todas as sociedades do globo, estando em função de inúmeros fatores, destacadamente o espaço e o tempo (RAJAGOPAL; ZILBERMAN, 2007, p.6). As condições culturais, regionais e locais devem ditar a política econômica de biocombustíveis, devendo acompanhar as imposições globais quando compatíveis com aquelas condições. Por isso, o zoneamento econômico ecológico deve ser implementado, em razão da "centralidade da questão do bom uso dos solos para a produção agropastoril e para a manutenção das reservas naturais e áreas indígenas, o zoneamento econômico ecológico afigura-se como ferramenta importante do planejamento. [...] A escolha da escala e a definição das meso e microrregiões, que raramente correspondem a divisões administrativas, colocam problemas de solução delicada. É preciso um zoneamento fino, adaptado à diversidade ecossistêmica e sociocultural dos territórios" (SACHS, 2009, p.172). Ora, necessário se faz uma pluralidade de culturas, cada qual conforme os fatores climáticos, geológicos e culturais da região em que é plantada e refinada, visando um melhor aproveitamento do biocombustível (etanol de milho, beterraba, trigo ou cana, e biodiesel de mamona, dendê, palma, soja, dentre outros), sempre de forma sustentável.

Um primeiro passo, em relação ao etanol de 1ª geração, é que as áreas destinadas às plantações de cana-de-açúcar deverão ser aquelas cuja

recuperação seja muito difícil[62] ou que não influencie na plantação e fornecimento de alimentos. Inclusive, neste sentido é muito lúcida a observação de Ignacy Sachs (2009, p.148), observe: "Em contrapartida, é essencial que as terras degradadas, abandonadas, marginais, desertas, não produtivas, subutilizadas ou em pousio a serem aproveitadas para o cultivo de biomassa energética sejam cuidadosamente delimitadas, de modo que se evite a utilização de terras das quais as populações locais dependem para o seu sustento".

Não apenas isso, mas uma descentralização da produção energética brasileira de etanol seria bem-vinda, incluída nela uma produção de etanol em pequena escala por agricultores familiares[63], com possibilidade de venda para as grandes empresas[64]. Entretanto, para tal desiderato, indispensável também o estímulo estatal através de subsídios, financiamentos e isenções tributárias, destacando-se primordialmente "o acesso simultâneo à terra, aos conhecimentos, às tecnologias apropriadas, às infraestruturas (estradas, água para irrigação e energia), ao crédito, aos preços remuneradores garantidos e aos mercados, com especial destaque para os mercados institucionais (merenda escolar, abastecimento dos hospitais, das casernas, etc.)" (SACHS, 2009, p.175).

Um exemplo a ser destacado de gestão integrada é a auto-suficiência energética[65] de algumas usinas brasileiras, tanto em relação ao combustível (etanol), às fontes térmicas (queima de bagaço e restolhos nas caldeiras) e à

[62] BIELLO, *David. Biofuels Are Bad for Feeding People and Combating Climate Change*: By displacing agriculture for food—and causing more land clearing—biofuels are bad for hungry people and the environment. Disponível em:< http://www.scientificamerican.com/>. Acesso em: 03.jul.2009, grifo nosso: "The studies do find some benefit from biofuels but only when planted on agricultural land too dry or degraded for food production or significant tree or plant growth and only when derived from native plants, such as a mix of prairie grasses in the U.S. Midwest".

[63] VON DER WEID, Jean Marc. Agrocombustíveis: solução ou problema? . In: ABRAMOVAY, Ricardo (Org.). *Biocombustíveis*: a energia da controvérsia. São Paulo: Editora Senac, 2009, p.135: "A produção descentralizada de agrocombustíveis por métodos agroecológicos e dirigida para um consumo rural pode ajudar a baixar custos de produção na agricultura e melhorar a economia da agricultura familiar, mas o efeito na crise energética global seria ínfimo".

[64] SACHS, Ignacy. Bioenergias: uma janela de oportunidade. *In*: ABRAMOVAY, Ricardo (Org.). *Biocombustíveis*: a energia da controvérsia. São Paulo: Editora Senac, 2009, p.176:".

voltar ao índice

eletricidade utilizada na fábrica, existindo em alguns casos até um excedente. Trata-se de uma realidade a ser aprimorada no Brasil, conforme salientam Oscar Braunbeck e Luís Cortez (2005, p.232): "No Brasil, a indústria canavieira já pratica a co-geração e vende a eletricidade excedente para a rede. Cerca de 15 usinas assinaram contratos com as concessionárias locais do setor elétrico. Os iminentes 'apagões', causados pela crescente demanda de eletricidade na região Sudeste do Brasil, estão forçando as autoridades a encontrar soluções rapidamente". Esse potencial de produção de eletricidade[66] deve ser estimulado ao máximo, em razão da vantagem da localização de grande parcela das usinas produtoras de etanol no Sudeste e Sul do Brasil, justamente onde se encontra o maior mercado consumidor de energia elétrica.

Os sistemas integrados[67] também devem ser uma bússola para a política brasileira de biocombustíveis (tanto do etanol quanto do biodiesel), devendo superar o paradigma de sobreposição de cadeias de produção isoladas e priorizar "sistemas integrados de produção de alimentos e bioenergia, baseados em consorciamentos, rotações de culturas e aproveitamento dos coprodutos e resíduos, adaptados aos diferentes biomas, de maneira a buscar complementaridades e sinergias no lugar da competição" (SACHS, 2009, p.162). Uma gestão dos riscos ambientais decorrentes da política energética do etanol - com base no agir integrativo da Administração - deve prezar pelo

[65] MACEDO, Isaías de Carvalho; CORTEZ, Luís A.B. O processamento industrial da cana-de-açúcar no Brasil. *In*: ROSILLO-CALLE, Frank; BAJAY, Sergio Valdir; ROTHMAN, Harry. *Uso da biomassa para produção de energia na indústria brasileira*. Campinas: Editora da UNICAMP, 2005, p.255:".

[66] JANK, Marcos Sawaya; NAPPO, Márcio. Etanol de cana-de-açúcar: uma solução energética global sob ataque. In: ABRAMOVAY, Ricardo (Org.). *Biocombustíveis*: a energia da controvérsia. São Paulo: Editora Senac, 2009, p.31:

[67] Exemplos de sistemas integrados são: a Adecoagro (Santa Fé-Argentina), outro no Rio Grande do Sul estimulado pela Petrobras e outro da Cooperativa dos Plantadores de Cana do Estado de São Paulo (Coplacana), para mais detalhes vide em: SACHS, Ignacy. Bioenergias: uma janela de oportunidade. *In*: ABRAMOVAY, Ricardo (Org.). *Biocombustíveis*: a energia da controvérsia. São Paulo: Editora Senac, 2009, p.163: "Exemplo espetacular de sistema integrado vem da Argentina. Adecoagro, uma empresa localizada em Santa Fé, dona de 240 mil hectares de terra na Argentina, Brasil e Uruguai, se propõe a produzir 210 milhões de litros de etanol de milho por ano a partir de 500 mil toneladas desse cereal. [...] As vacas serão alimentadas com os resíduos da extração do etanol de milho. O sistema todo funcionará com base em 37 milhões de metros cúbicos de biogás extraídos de 1 milhão de toneladas de esterco, com sobras de energia e fertilizantes a serem comercializados".

voltar ao índice

estabelecimento de comunicações entre os vários ministérios, órgãos e agentes públicos de todas os entes federativos (União, Estados e Municípios) que trabalhem na proteção do meio ambiente de forma direta (IBAMA, órgãos e secretarias ambientais estaduais e municipais) ou indireta (Cartório de Registro de Imóveis, Junta Comercial, Receitas Federal e estadual, Ministério do Trabalho), visando uma tutela mais otimizada do meio ambiente. Por fim, deveria ser uma das condicionantes (seja na autorização ou nas licenças) da expansão da produção de 1ª geração, o total aproveitamento dos restos de biomassa destinando-os a produção de 2ª geração.

7. À GUISA DE CONCLUSÃO

Diante de todo o exposto, pode-se concluir que:

1) - Há uma tendência global à adoção de uma política energética de biocombustíveis, na qual o Brasil está inserido com o biodiesel, e principalmente com o etanol de cana-de-açúcar;

2) - Na sociedade de risco os problemas ambientais são sinérgicos e altamente complexos, fazendo com que o Direito Ambiental seja sobrecarregado pela política com riscos retro-alimentantes, e uma política energética desenvolvimentista pode ser um dos exemplos, caso não obedeça aos ditames do Estado de Direito Ambiental;

3) - Dentre as três gerações de biocombustíveis, as mais promissoras são a segunda e a terceira. A segunda geração é proveniente da biomassa celulósica, sendo ignorada por grande parcela do setor produtivo e sua obtenção é altamente complexa, exigindo tecnologias de ponta. A terceira também se caracteriza pela complexidade tecnológica, sendo as micro-algas marinhas sua matéria-prima. Contudo, no Brasil quase a totalidade da produção decorre da fermentação da sacarose de cana-de-açúcar (primeira geração de biocombustível) por ser o modo mais barato de produzir biocombustível com

oportunidades robustas de exportações para a União Européia e EUA;

4) - Embora o texto tenha optado por uma cisão didática em aspectos positivos (emissão de gases menos tóxicos em relação aos combustíveis fósseis; eficiência energética em relação aos outros biocombustíveis, além da produção de bioeletricidade nas usinas; independência energética de vários Estados em relação ao petróleo) e negativos (destruição de biomas e diminuição das áreas de plantio de alimentos; poluição atmosférica da queima da palha de cana-de-açúcar; aumento dos preços dos alimentos) do etanol, a pergunta central é: aonde se quer chegar? Ou seja, o etanol será mais um dos ciclos de exploração no Brasil, destinados ao enriquecimento de poucos ou uma melhor escolha energética ambientalmente e socialmente correta que permita um amplo desenvolvimento dos brasileiros, sem comprometer as gerações futuras;

5) - A questão do etanol está relacionada num contexto tanto de primeira geração (a poluição das águas e lençóis freáticos pelos agrotóxicos utilizados nas plantações de cana-de-açúcar; o desgaste do solo pela plantação em larga escala de uma monocultura de etanol; a emissão de gases tóxicos e da fuligem da queima da palha de cana-de-açúcar na atmosfera) quanto de segunda geração de problemas ambientais (a emissão de gases poluentes pelos automóveis *flex* que também geram o aquecimento global; o risco de perda de biodiversidade com o avanço das fronteiras agrícolas para cultivo da cana; o risco de OGM de cana serem destinados à alimentação);

6) - Sendo a *melhor tecnologia disponível,* um dos instrumentos do Estado de Direito Ambiental para gestão de riscos, deve ser amplamente aplicada na política de expansão do etanol. Por ser uma cláusula aberta, dependerá do caso concreto para sua concretização, sujeita aos parâmetros de custo-benefício,

razoabilidade e proporcionalidade. Assim, podem ser mencionados como exemplos de melhor tecnologia possível para o etanol brasileiro: otimização do etanol celulósico (proveniente da biomassa-resíduo); lavagem a seco da cana, deixando de utilizar água em grandes quantidades; abandono de pesticidas e agrotóxicos nas lavouras de cana, privilegiando manejos integrados de pragas, com controles biológicos; a utilização de máquinas para cortar cana, abandonando a queima;

7) - A certificação Socioambiental ainda é incipiente, devendo-se salientar que é necessário que no momento pré-certificação ocorra uma plena participação dos interessados (produtores, empresários, trabalhadores, Estado e a sociedade civil em geral). Além disso, não pode ser sinônimo de monopólios, devendo existir uma política de apoio e financiamento para a agricultura familiar. Por fim, se instituída com critérios rigorosos de cumprimento às legislações ambiental e trabalhista, principalmente, e acompanhada de uma fiscalização exemplar, tornar-se-á um grande mecanismo de sustentabilidade para o etanol;

8)- Sobre a gestão integrada, importante que exista uma diversidade de culturas, cada qual conforme os fatores climáticos, geológicos e culturais da região em que é plantada e refinada, visando à melhor otimização do biocombustível (etanol de milho, beterraba, trigo ou cana, e biodiesel de mamona, dendê, palma, soja, dentre outros), sempre de forma sustentável. Além disso, os locais para produção de etanol de primeira geração devem ser aqueles de difícil recuperação ou que não influencie na plantação e fornecimento de alimentos. Uma descentralização da produção de etanol pela agricultura familiar através de incentivos, financiamentos e acesso a terra, as máquinas e insumos, seria admirável. Um exemplo desta gestão é a auto-suficiência energética das usinas brasileiras de álcool que produzem combustível (etanol), energia térmica (queima de bagaço e restolhos nas caldeiras) e eletricidade,

voltar ao índice

conseguindo em alguns casos até comercializar o excedente desta última. Por fim, espera-se um verdadeiro agir integrativo da Administração através do estabelecimento de comunicações entre os vários ministérios, órgãos e agentes públicos de todos os entes federativos (União, Estados e Municípios) que trabalhem na proteção do meio ambiente de forma direta (IBAMA, órgãos e secretarias ambientais estaduais e municipais) ou indireta (Cartório de Registro de Imóveis, Junta Comercial, Receitas Federal e estadual, Ministério do Trabalho), visando uma tutela mais otimizada do meio ambiente. Assim, uma política ambiental, ancorada no princípio integrativo, deveria buscar uma básica (mínima) produção de etanol de 1ª geração e uma completa (máxima) de 2ª geração, por motivos óbvios: a matéria prima da segunda é composta basicamente de lixo ou de resíduos que seriam descartados no meio ambiente ou queimados; o aumento da primeira necessita de mais terras.

voltar ao início do texto

REFERÊNCIAS

ABRAMOVAY, Ricardo. Introdução. *In*: ABRAMOVAY, Ricardo (Org.). *Biocombustíveis*: a energia da controvérsia. São Paulo: Editora Senac, p.9-18, 2009.

ABRANCHES, Sérgio. *Para onde irão os biocombustíveis?* Texto publicado em 05/12/2008. Disponível em: <http://www.oeco.com.br/sergio-abranches/35-sergio-abranches/20444-para-aonde-irao-os-biocombustiveis>. Acesso em: 07 maio 2009.

A fauna sem floresta. *Revista Pesquisa FAPESP*, São Paulo, 149, jul.2008, p.38.

ANTUNES, Tiago. *O Ambiente entre o Direito e a Técnica*. Lisboa: Associação acadêmica da Faculdade de Direito de Lisboa, 2003.

BARROS, Betina. Alga entra no "menu" dos biocombustíveis. *Valor econômico*, São Paulo, 22 jan. 2009. Disponível em: < http://www.valoronline.com.br>. Acesso em: 04 abr. 2009.

BAUEN, Ausilio. Avaliação das questões relativas às externalidades e à sustentabilidade. In: ROSILLO-CALLE, Frank; BAJAY, Sergio Valdir; ROTHMAN,

voltar ao índice

Harry. *Uso da biomassa para produção de energia na indústria brasileira*. Campinas: Editora da UNICAMP, p.163-213, 2005.

BECK, Ulrich. *Risk Society*: Towards a New Modernity. London: Sage, 1992.

_____. *La sociedad del riesgo global*. Trad. Jesús Alborés Rey. Madrid: Siglo XXI de España, 1998.

BIELLO, David. *Biofuels Are Bad for Feeding People and Combating Climate Change*: By displacing agriculture for food—and causing more land clearing—biofuels are bad for hungry people and the environment. Disponível em: < http://www.scientificamerican.com/>. Acesso em: 03.jul.2009.

Biofuels: Brazil reaction to wave of environmental concerns. Disponível em: <http://www.climatechangecorp.com/>. Acesso em: 31.mai.2009.

Biofuels in European Union: a Vision for 2030 and Beyond Biofuels Research Advisory Council – EC. Disponível em: < http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/draft_vision_report_en.pdf >. Acesso em: 20.Jun.2009.

Biofuels: Turning Trash Into Treasure. Disponível em: <http://www.chevron.com/>. Acesso em: 17 mai.2009.

Biodiesel de algas a passos lentos no Brasil. *Gazeta Mercantil*, São Paulo, 13 ago. 2007. Disponível em: <http://www.biodieselbr.com/noticias/em-foco/biodiesel-algas-passos-lentos-brasil-13-08-07.htm>. Acesso em: 04 abr. 2009.

Biogás do arroz .*Revista Pesquisa FAPESP*, São Paulo, 149, p.81, jul.2008.

BNDES e CGEE (Org.). *Bioetanol de cana-de-açúcar*: energia para o desenvolvimento sustentável. Rio de Janeiro: BNDES, 2008. 316 p. Disponível em: <http://www.iea.sp.gov.br/out/bioenergia/textos/bio_06_2008.pdf>. Acesso em 10 fev. 2009.

BRAUNBECK, Oscar A.; CORTEZ, Luís A. B. O cultivo de cana-de-açúcar e o uso dos resíduos. *In*: ROSILLO-CALLE, Frank; BAJAY, Sergio Valdir; ROTHMAN, Harry. *Uso da biomassa para produção de energia na indústria brasileira*. Campinas: Editora da UNICAMP, p.215-246, 2005.

CANOTILHO, José Joaquim Gomes. Juridicização da ecologia ou ecologização do Direito. *Revista Jurídica do Urbanismo e do Ambiente*. Coimbra: Almedina, n.4, dez.1995, p.69-79.

_____. *Direito Constitucional e Teoria da Constituição*. 5ª edição. Coimbra: Almedina, 2002. 1437p.

_____. Estado Constitucional Ecológico e Democracia Sustentada. In: FERREIRA, Heline Sivini; LEITE, José Rubens Morato

(Orgs.). *Estado de direito ambiental*: tendências: aspectos constitucionais e diagnósticos. Rio de Janeiro: Forense Universitária, p.3-16, 2004.

_____. O direito ao ambiente como direito subjectivo. *A tutela jurídica do meio ambiente*: presente e futuro. Coimbra: Coimbra Editora, 2005, p.47-57.

_____.Direito Constitucional Ambiental Português: tentativa de compreensão de 30 anos das gerações ambientais no direito constitucional português. In: CANOTILHO, José Joaquim Gomes; LEITE, José Rubens Morato (Org.). *Direito Constitucional Ambiental Brasileiro*. São Paulo: Saraiva, 2007, p.1-11.

CARVALHO, Délton Winter de. *Dano Ambiental Futuro: a responsabilização civil pelo risco ambiental.* Rio de Janeiro: Forense Universitária, 2008.

CARR, Geoffrey. Actually, there is an alternative. *The Economist*, London, Special Edition "The World in 2009", p.104-105, 2009.

CENPES e PETROBRÁS. *Agroenergias* – Novas Fronteiras da Pesquisa nos Biocombustíveis. SBIAgro, 2007. Disponível em: < http://www.sbiagro2007.cnptia.embrapa.br/apresentacoes/palestras/PETROBRAS.pdf>. Acesso em: 11 mar. 2009.

COMISSÃO MUNDIAL SOBRE MEIO AMBIENTE E DESENVOLVIMENTO. *Nosso Futuro Comum*. 2 ed. Rio de Janeiro: Fundação Getúlio Vargas, 1991.

DE GIORGI, Raffaele. *Direito, democracia e risco*: vínculos com o futuro. Porto Alegre: Sérgio Antonio Fabris Editor, 1998.

_____. *Direito, tempo e memória*. Tradução de Guilherme Leite Gonçalves. São Paulo: Quartier Latin, 2006.

GARRETT, Jerry. Corn Ethanol: Biofuel or Biofraud? *The New York Times*, New York, 24.set.2007; Disponível em: http://wheels.blogs.nytimes.com/2007/09/24/corn-ethanol-biofuel-or biofraud/?scp=1&sq=corn%20ethanol:%20biofuel%20or%20biofraud&st=cse. Acesso em: 17 mai.2009.

GUIMARÃES, Maria. Sol na planta e no tanque. *Revista Pesquisa FAPESP*, 157, mar.2009, p.30-31.

HALL, David O.; HOUSE, Jô I.; SCRASE, Ivan. Visão Geral de Energia e Biomassa. In: ROSILLO-CALLE, Frank; BAJAY, Sergio Valdir; ROTHMAN, Harry. *Uso da biomassa para produção de energia na indústria brasileira*. Campinas: Editora da UNICAMP, p.25-67, 2005.

IPCC. INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. *Glossary*. Disponível em: <http://www.ipcc.ch/pdf/glossary/ar4-wg3.pdf>. Acesso em: 29 fev. 2009.

voltar ao índice

JANK, Marcos Sawaya; NAPPO, Márcio. Etanol de cana-de-açúcar: uma solução energética global sob ataque. In: ABRAMOVAY, Ricardo (Org.). *Biocombustíveis*: a energia da controvérsia. São Paulo: Editora Senac, p.19-57, 2009.

LUHMANN, Niklas. *Sociologia do Direito I*. Tradução de Gustavo Bayer. Rio de Janeiro: Edições Tempo Brasileiro,1983.

_____. *Sociologia do Direito II*. Tradução de Gustavo Bayer. Rio de Janeiro: Edições Tempo Brasileiro,1985.

MACEDO, Isaías de Carvalho; CORTEZ, Luís A.B. O processamento industrial da cana-de-açúcar no Brasil. In: ROSILLO-CALLE, Frank; BAJAY, Sergio Valdir; ROTHMAN, Harry. *Uso da biomassa para produção de energia na indústria brasileira*. Campinas: Editora da UNICAMP, p.247-268, 2005.

MACHADO, Paulo Affonso Leme. *Direito Ambiental brasileiro*. 14ªed. São Paulo: Malheiros, 2006.

MARCOLIN, Neldson. Fernando Reinach: Para pesquisador será preciso dobrar a produção de alimentos até 2050 com novas tecnologias. *Revista Pesquisa FAPESP*, São Paulo, 149, jul.2008.

MARQUES, Fabrício. Vias para avançar como líder do etanol. *Revista Pesquisa FAPESP*, 149, p.20-25, jul.2008.

_____. Cardápio energético. *Revista Pesquisa FAPESP*, 157, p.14-21, mar.2009a.

_____. Balanço sustentável: estudo da Embrapa atualiza as vantagens do etanol no combate aos gases causadores do efeito estufa. *In: Revista Pesquisa FAPESP*, 159, p.30-33, mai.2009b.

MILLER, Vikki. Q&A: Biofuels. *Guardian.co.uk*, Manchester, 23 may 2008. Disponível em: < http://www.guardian.co.uk/>. Acesso em: 03.jul.2009.

NUSDEO, Ana Maria de Oliveira; JACCOUD, Cristiane. Inserção do Biodisel na Matriz Energética Brasileira: uma abordagem sobre a consideração dos pilares da sustentabilidade no Programa de Produção e Uso do Biodiesel – PNPB. *In*: *SIMPÓSIO DANO AMBIENTAL NA SOCIEDADE DE RISCO*, 2., 2007, Florianópolis. Anais. Florianópolis: Grupo de Pesquisa Direito Ambiental na Sociedade de Risco/UFSC/CNPq, p.54-65, 2007.

PARDO, José Esteve. *Técnica, riesgo y Derecho: tratamiento del riesgo tecnológico en el Derecho ambiental.* Barcelona: Ariel, 1999.

PUREZA, José Manuel. *O estatuto do ambiente na encruzilhada de três rupturas*. Coimbra, Centro de Estudos Sociais, n.102, p.1-30, dez.1997.

LE HIR, Pierre. As microalgas podem constituir a fonte ideal para os biocombustíveis do futuro. Trad. Jean-Yves de Neufville. *Le Monde*, Paris, out.

2008. Disponível em: <http://www.biodieselbr.com/noticias/em-foco/microalgas-constituir-fonte-ideal-biocombustiveis-futuro-27-10-08.htm>. Acesso em: 04 abr. 2009.

LEITE, José Rubens Morato. Estado de Direito do Ambiente: uma difícil tarefa. *In*: LEITE, José Rubens Morato (Org.). Inovações em Direito Ambiental. Florianópolis: Fundação José Arthur Boiteux, 2000, p.13-40.

_____;AYALA, Patryck de Araújo. *Direito Ambiental na Sociedade de Risco*. Rio de Janeiro: Forense Universitária, 2002.

_____;AYALA, Patryck de Araújo. *Direito Ambiental na Sociedade de Risco*. 2ª ed. Rio de Janeiro: Forense Universitária, 2004.

_____;PILATI, Luciana Cardoso; JAMUNDÁ, Woldemar. Estado de Direito Ambiental no Brasil. In: KISHI, Sandra Akemi Shimada; SILVA, Solange Teles da; SOARES, Inês Virgínia Prado. *Desafios do Direito Ambiental no Século XXI*: estudos em homenagem a Paulo Affonso Leme Machado. São Paulo: Malheiros/IEDC, 2005, p.611-634.

RAJAGOPAL, Deepak; ZILBERMAN, David. Review of Environmental, Economic and Policy Aspects of Biofuels. Policy Research Working Paper, September 2007. Disponível em: < http://econ.worldbank.org >. Acesso em: 04.jul.2009.

ROSENTHAL, Elisabeth. Biofuels make greenhouse gases worse, scientists say. *The Seatlle Times*, Seatlle, 08 February, 2008a. Disponível em: <http://seattletimes.nwsource.com/>. Acesso em: 17 mai.2009.

_____. U.N. Says Biofuel Subsidies Raise Food Bill and Hunger. *The New York Times*, New York, 7 October 2008b. Disponível em: <http://www.nytimes.com/> Acesso em: 01.jun.2009.

SACHS, Ignacy. *Caminhos para o desenvolvimento sustentável*. 4ªed. Rio de Janeiro: Garamond, 2002.

_____. Bioenergias: uma janela de oportunidade. *In*: ABRAMOVAY, Ricardo (Org.). *Biocombustíveis*: a energia da controvérsia. São Paulo: Editora Senac, p.143-181, 2009.

TRINDADE, Riomar. Produção de biodiesel com microalgas está sendo pesquisado pela Petrobrás. *Agência Brasil*, Brasília, mar. 2009. Disponível em: <http://www.biodieselbr.com/noticias/em-foco/producao-biodiesel-microalgas-pesquisada-petrobras-15-03-09.htm>. Acesso em: 04 abr. 2009.

U.S Departament of Energy. *Breaking the Biological Barriers to Cellulosic Ethanol:* a joint research agenda. June, 2006. Disponível em: <http://www.biomatnet.org/publications/2098rep.pdf>. Acesso em: 20. jun.2009.

USZACKI, Silvia Maria Machado. *A melhor tecnologia disponível como medida preventiva na eleição do método de disposição final de resíduos sólidos*

urbanos. Dissertação de Mestrado. Centro Universitário Feevale. Novo Hamburgo – RS, 2009.

VASCONCELOS, Yuri. Fibra de futuro. *Revista Pesquisa FAPESP*, 159, mai.2009, p.76-79.

VIDAL, John. Change, but at what price? *Guardian.co.uk*, Manchester, 17 december 2008. Disponível em: <http://www.guardian.co.uk/ >. Acesso em: 03. jul.2009.

VON DER WEID, Jean Marc. Agrocombustíveis: solução ou problema? . In: ABRAMOVAY, Ricardo (Org.). *Biocombustíveis*: a energia da controvérsia. São Paulo: Editora Senac, p.99-142, 2009.

WALD, Matthew L. Gassing Up with Garbage. *The New York Times*, New York, 24 July 2008.Disponível em: <http://www.nytimes.com/ > . Acesso em: 04.jul.2009.

voltar ao início do texto

voltar ao índice

MOBI.E: Programa para a Mobilidade Eléctrica
Enquadramento jurídico

João Dias

Coordenador do GAMEP

Gabinete para a Mobilidade Eléctrica em Portugal

O governo português lançou em 2008 o MOBI.E – Programa para a Mobilidade Eléctrica com o objectivo de fazer de Portugal uma referência mundial neste domínio.

O modelo de mobilidade eléctrica concebido é inovador pela sua natureza concorrencial e por estar assente numa filosofia de acesso universal. Com efeito, pelas suas características únicas, o MOBI.E tem potencialidades para atrair investimento privado, beneficiando os utilizadores finais e promovendo uma rápida expansão do sistema. Ao longo dos últimos três anos tem-se vindo ainda a trabalhar no desenvolvimento de um sistema inteligente de gestão do carregamento de veículos eléctricos, que garante um conjunto de serviços associados ao sistema, e deu-se início à implantação de uma infra-estrutura de carregamento de âmbito nacional.

Este modelo de mobilidade eléctrica requereu a definição de uma arquitectura jurídica que é apresentada neste documento.

Contexto

A mobilidade é um elemento fundamental ao bem-estar e ao funcionamento da vida em sociedade. Este valor adquirido tem como reverso da medalha o facto de o sector dos transportes contribuir para a dependência de Portugal da importação de combustíveis fósseis, com consequências preocupantes para a factura energética e ambiental do País.

voltar ao índice

Com efeito, em Portugal 38,5% do consumo de energia está associado aos transportes e as importações de petróleo e produtos refinados (uma parte significativa é utilizada no sector) atingiram os 8.000 milhões de euros em 2008 e os 4.800 milhões de euros em 2009. Esta situação não só representa uma importante saída de recursos económicos, como apresenta uma grande volatilidade. Adicionalmente, as emissões de CO2 dos transportes rodoviários atingem as 900 milhões de toneladas anuais, 30% das emissões totais do país.

Fruto de uma forte aposta na eficiência energética e na produção de energias renováveis, 43% da produção de electricidade em Portugal, em 2009, foi de origem renovável, valor que deverá atingir os 60% em 2020. Simultaneamente, a evolução tecnológica que tem vindo a ocorrer quer no domínio das baterias quer nas Tecnologias de Informação e Comunicação vem permitir uma exploração mais inteligente da mobilidade eléctrica. Ora, esta possibilidade traduz-se num sistema mais amigo do ambiente e com um impacto económico extremamente positivo.

O modelo MOBI.E

Tendo em conta estes elementos, foi criado um programa para a mobilidade eléctrica que tem como missão fazer de Portugal um país pioneiro e demonstrador, um espaço para a concepção, desenvolvimento e teste de novas soluções de mobilidade sustentável explorando a energia eléctrica de fontes renováveis através de redes inteligentes.

O MOBI.E foi desenvolvido tendo presente a necessidade de criar um sistema competitivo. Caracteriza-se, portanto, por um conjunto de elementos distintivos.

Interoperabilidade O MOBI.E propõe um modelo de negócio aberto e orientado para o funcionamento em mercado concorrencial. Isto traduz-se num sistema integrado e totalmente interoperável que permite a participação de todos os comercializadores de energia, operadores de pontos de carregamento e fabricantes automóveis.

Escalabilidade As experiências de mobilidade eléctrica implementadas até hoje têm uma natureza local e/ou estão completamente isoladas das restantes experiências (isto é, o utilizador da cidade A não pode usar o seu

sistema na cidade B). O MOBI.E foi desenhado para ser implementado em qualquer geografia, ultrapassando a situação de falta de comunicação entre os vários sistemas existentes.

Um sistema em rede O MOBI.E permite que com um único cartão um utilizador aceda a qualquer comercializador de electricidade em qualquer ponto de carregamento, garantindo maior transparência para os utilizadores e reduzindo as barreiras à entrada. Como todos os investimentos reforçam os investimentos anteriores, o MOBI.E contribui para uma mais rápida expansão do sistema.

Capacidade de integração de outros serviços O MOBI.E permite integrar outros serviços, como o pagamento de portagens, de parques de estacionamento, de transportes públicos, de car sharing, etc.

Tendo em conta estes princípios, foram definidos quatro actores principais no modelo MOBI.E.

Utilizador – A pessoa, particular ou colectiva, que utiliza o sistema para carregar a bateria do seu veículo eléctrico.

Operador de Rede de Carregamento – Entidade responsável pela operação e manutenção de pontos de carregamento. O operador disponibiliza o serviço de carregamento aos utilizadores.

Comercializador de Electricidade para a Mobilidade Eléctrica – Entidade intermediária entre os operadores de pontos de carregamento e os clientes finais do serviço de carregamento. Tratam-se das entidades que vendem a electricidade (e outros serviços associados) para carregamento de veículos eléctricos.

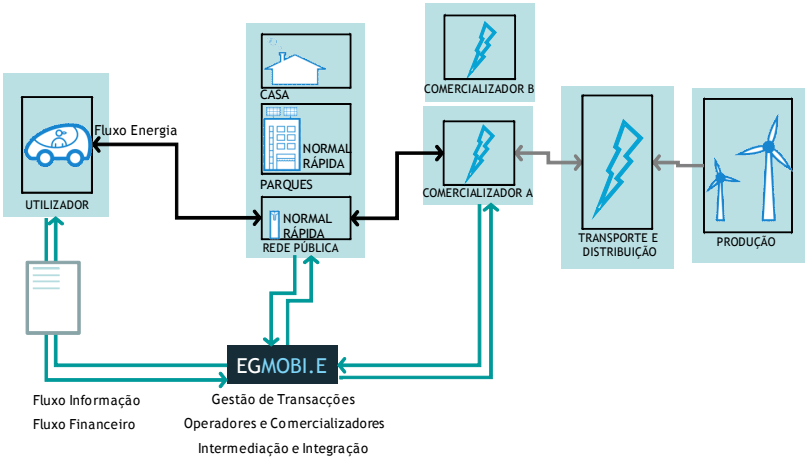
Entidade Gestora – Efectua a gestão dos diversos fluxos (de informação, energia e financeiros) associados ao carregamento de veículos, garantindo a compatibilização tecnológica entre as diversas infra-estruturas e serviços de mobilidade eléctrica e assegurando uma rede nacional de carregamento acessível a qualquer utilizador de veículos eléctricos.

Como se pode verificar, existe uma separação entre as actividades de operação e comercialização, numa lógica de "unbundling" semelhante à

utilizada no sector eléctrico. Porém, enquanto no sector eléctrico existe concorrência na comercialização mas não no transporte nem na distribuição (que constituem monopólios naturais), na mobilidade eléctrica existe concorrência quer na comercialização quer na operação, já que existirão vários Operadores que serão simultaneamente concorrentes (uma vez que procurarão alargar as suas redes de modo a poderem investir e serem remunerados por esse investimento) e complementares (já que os utilizadores poderão usar todas as redes de forma livre).

A imagem seguinte permite visualizar de forma gráfica a relação existente entre esses actores. Note-se que a imagem inclui as actividades de produção, transporte e distribuição de electricidade apenas como forma de contextualização, já que se tratam de actividades que estão a "montante" do sistema e não são reguladas pela legislação da mobilidade eléctrica.

Imagem: Modelo da mobilidade eléctrica em Portugal



Enquadramento legal

Apesar de a mobilidade eléctrica estar a ser pensada e desenvolvida em Portugal desde 2008, existem algumas peças legislativas relevantes que são anteriores, nomeadamente a **Lei n.º 22-A de 2007**, que procedeu à reforma global da tributação automóvel, aprovando o **Código do Imposto sobre Veículos** e o **Código do Imposto Único de Circulação** e abolindo, em simultâneo, o imposto automóvel, o imposto municipal sobre veículos, o imposto de circulação e o imposto de camionagem. Importa ainda ter

voltar ao índice

presente quer o **Código do Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas** quer o **Código do Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Singulares**.

No entanto, e no que se refere ao modelo de mobilidade eléctrica propriamente dito, que tem vindo a ser desenvolvido e implementado em Portugal, toda a legislação é um pouco posterior. Com efeito, trata-se de um domínio de actuação do Estado completamente novo que, apesar de parcialmente enquadrado pela legislação aplicável ao sector eléctrico ou ao sector dos transportes, entre outros, requer uma construção legislativa nova com vista a enquadrar os princípios orientadores do modelo da mobilidade eléctrica apresentados anteriormente.

A primeira referência consta, assim da **Resolução de Conselho de Ministros n.º 20/2009** de 20 de Fevereiro, que criou o Programa para a Mobilidade Eléctrica em Portugal (MOBI.E) e o Gabinete para a Mobilidade Eléctrica em Portugal (GAMEP).

Alguns meses mais tarde, a **RCM n.º 81/2009** de 7 de Setembro aprovou metas e objectivos do Programa para a Mobilidade Eléctrica, no que diz respeito à definição do Programa e do respectivo plano de trabalho, actividades e prazos, actores envolvidos e responsabilidades.

Em resultado do trabalho que foi sendo desenvolvido nesse período, já em 2010 foi publicado o **Decreto-Lei n.º 39/2010** de 26 de Abril, que regula a organização, o acesso e o exercício das actividades de mobilidade eléctrica e procede ao estabelecimento de uma rede piloto de mobilidade eléctrica e à regulação de incentivos à utilização de veículos eléctricos.

Existem ainda várias portarias que têm a sua raiz no Decreto-Lei n.º 39/2010. Até ao final de 2010 foram publicadas cinco portarias, estando outras em vias de publicação.

Portaria n.º 456/2010 de 1 de Julho (Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento) - Estabelece os requisitos técnicos e financeiros a que fica sujeita a atribuição de licença para o exercício da actividade de comercialização de electricidade para a mobilidade eléctrica, bem como algumas regras procedimentais aplicáveis à instrução do respectivo requerimento.

voltar ao índice

Portaria n.º 467/2010 de 7 de Julho (Ministério das Finanças e da Administração Pública) - Define o custo de aquisição ou o valor de reavaliação das viaturas ligeiras de passageiros ou mistas.

Portaria n.º 468/2010 de 7 de Julho (Ministérios das Finanças e da Administração Pública, da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento e das Obras Públicas, Transportes e Comunicações) - Estabelece os termos em que são concedidos os incentivos financeiros à aquisição de veículos novos exclusivamente eléctricos previstos no artigo 38.º do Decreto -Lei n.º 39/2010, de 26 de Abril

Portaria n.º 1201/2010 de 29 de Novembro (Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento) - Estabelece os requisitos técnicos para o licenciamento da actividade de operação de pontos de carregamento da rede de mobilidade eléctrica.

Portaria n.º 1202/2010 de 29 de Novembro (Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento) - Estabelece os termos aplicáveis às licenças de utilização privativa do domínio público para a instalação de pontos de carregamento de baterias de veículos eléctricos em local público de acesso público.

Ao longo do primeiro semestre de 2011 várias outras portarias serão publicadas.

A perspectiva do DL n.º 39/2010

O Decreto-Lei n.º 39/2010, a peça legislativa mais relevante da mobilidade eléctrica, pretende constituir um documento estruturador do modelo de mobilidade eléctrica em Portugal. Reflecte, portanto, os princípios subjacentes ao modelo que têm vindo a ser desenvolvidos e implementados e tem três objectivos centrais.

Objectivo 1 - Incentivar a aquisição e utilização de veículos eléctricos

O primeiro é incentivar a aquisição e utilização de veículos eléctricos, pelo que se regula o subsídio de 5.000€, à aquisição, por particulares, de veículos automóveis eléctricos, que poderá atingir os 6.500€, no caso de haver simultaneamente abate de veículo automóvel de combustão interna.

voltar ao índice

Objectivo 2 - Garantir que o carregamento de baterias de veículos eléctricos se realiza através de uma rede de carregamento integrada, de forma cómoda e eficaz

O segundo objectivo central é garantir que o carregamento de baterias de veículos eléctricos se realiza através de uma rede de carregamento integrada, de forma cómoda e eficaz. Para esse efeito, é estabelecido o enquadramento legal para a criação de uma rede nacional de pontos de carregamento. Esta rede irá permitir que as pessoas possam carregar as baterias dos seus veículos em qualquer dos pontos de carregamento que ficarão disponíveis no País, necessitando para o efeito unicamente de um cartão de carregamento contratado com qualquer comercializador de electricidade para a mobilidade eléctrica. Com efeito, o fornecimento de energia eléctrica para o carregamento de baterias de veículos eléctricos é exclusivamente assegurado por comercializadores de electricidade para a mobilidade eléctrica, não tendo o utilizador de celebrar, para o efeito, qualquer negócio jurídico com os titulares ou os operadores de pontos de carregamento, dado que lhe está garantida a liberdade de acesso aos pontos integrados na rede. Esta é a forma mais cómoda e eficaz para prestar este serviço e é independente das soluções de mobilidade que venham a ser adoptadas pelos construtores de veículos eléctricos.

Neste contexto, é ainda criada a rede piloto para a mobilidade eléctrica, que possui âmbito nacional e abrange 25 cidades. Esta infra-estrutura experimental de carregamento contará com 1.350 pontos de carregamento em 2011 e permitirá testar e validar soluções para a mobilidade eléctrica, criando um laboratório dinâmico de experimentação de soluções à escala nacional.

Objectivo 3 - Consagrar um regime de universalidade e equidade no acesso aos serviços de mobilidade eléctrica

O terceiro objectivo central, e tendo presente que a mobilidade eléctrica não se integra no quadro dos serviços públicos essenciais, é a consagração de um regime de universalidade e equidade no acesso aos serviços de mobilidade eléctrica, assegurando-se a todos os utilizadores o acesso aos diferentes comercializadores da mobilidade eléctrica, com os quais contratam directamente o fornecimento de energia eléctrica para carregamento de baterias de veículos eléctricos, em toda a rede integrada de pontos de

carregamento e a existência de condições técnicas de interoperabilidade entre essa rede e as diversas marcas e sistemas de carregamento.

Dada a componente de interligação entre as actividades e infra-estruturas que compõem a mobilidade eléctrica e aquelas que respeitam ao sector eléctrico nacional, os princípios e normas acima referidos acautelam também, por um lado, as obrigações de serviço público impostas a alguns operadores no quadro do sector eléctrico e, por outro, as exigências destinadas a permitir a prestação de serviços de mobilidade eléctrica com qualidade e segurança.

São ainda impostas, sempre que justificado, obrigações de separação jurídica, e em alguns casos de separação funcional, entre as entidades que desenvolvem actividades no sector da mobilidade eléctrica e as do sector eléctrico.

Conclusão

O programa MOBI.E tem como missão fazer de Portugal um país pioneiro e demonstrador, um espaço para a concepção, desenvolvimento e teste de novas soluções de mobilidade sustentável explorando a energia eléctrica de fontes renováveis através de redes inteligentes.

Atendendo à componente de inovação associada ao programa, existiu a necessidade de adaptar ou mesmo criar um quadro legal inteiramente novo. A construção do edifício jurídico, porém, teve sempre como prioridade garantir o cumprimento dos princípios do programa, isto é, a criação de um modelo de mobilidade eléctrica concorrencial e assente numa filosofia de acesso universal, com o objectivo de atrair investimento, beneficiando os utilizadores finais e promovendo uma rápida expansão do sistema.

voltar ao início do texto

voltar ao índice

Eficiência energética, sector imobiliário e ambiente – algumas notas*

Miguel Assis Raimundo

Assistente da Faculdade de Direito de Lisboa

Advogado

1. Enquadramento

Os edifícios concentram uma parte muito significativa do gasto de energia, que é aí consumida através do aquecimento, arrefecimento, iluminação e utilização de variados aparelhos eléctricos, gerando gases de efeito de estufa[1].

Não é de estranhar que como tal, o tema da eficiência energética dos edifícios há muito seja objecto de regulação entre nós, com origem no Direito comunitário. Com efeito, ao contrário do que tem sido o apanágio de outras experiências que privilegiam a auto-regulação da indústria e dos órgãos de regulação técnica, as instituições comunitárias têm adoptado legislação vinculativa de promoção da eficiência energética[2].

* O presente texto serviu de base à intervenção do Autor no Colóquio *Ambiente e Energia*, sob a coordenação da Prof.ª Doutora Carla Amado Gomes e do Mestre Tiago Antunes, que teve lugar na Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa, em 20 e 21 de Outubro de 2010. À Professora Carla Amado Gomes agradecemos a leitura atenta de uma primeira versão do presente texto e as úteis sugestões que daí resultaram.

[1] THOMAS GARRY, *Turning buildings green. Instruments for improving the energy performance of existing buildings*, *New Zealand Journal of Environmental Law*, (12), 2008, pp. 233-276, 234; ROSEMARY LYSTER/ADRIAN BRADBROOK, *Energy Law and the Environment*: Cambridge University Press, 2006, 11; NANCY J. KING/BRIAN J. KING, *Creating incentives for sustainable buildings. A comparative law approach featuring the US and EU*, *Virginia Environmental Law Journal*, **23**, (3), 2005, pp. 397-459, 399.

[2] Cf. o contraste entre a experiência comunitária e a dos Estados Unidos da América, apresentado por KING/KING, *Creating incentives*… 446 ss.. No entender dos Autores,

voltar ao índice

A Directiva 89/106/CEE do Conselho, de 21 de Dezembro de 1988, relativa à aproximação das legislações no que respeita aos produtos de construção, impôs já que a obra e as instalações de aquecimento, arrefecimento e ventilação sejam concebidas e realizadas de modo a que a quantidade de energia necessária à sua utilização seja baixa, tendo em conta as condições climáticas do local e os ocupantes. O tema da eficiência energética dos materiais de construção, como o da certificação energética, enquadra-se numa política mais ampla de eficiência energética, que abrange a eficiência dos produtos e dos serviços, que a União Europeia vem assumindo[3].

No entanto, apesar desta regulação, e como é explicado nos Considerandos da Directiva n.º 2002/91/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 16 de Dezembro de 2002 (a Directiva da Certificação Energética – DCE)[4], considerou-se que era necessário um instrumento jurídico específico, que adoptasse medidas mais concretas que permitissem concretizar aquilo a que aí se chama o "grande potencial não consumado de economias de energia" e colmatar as grandes diferenças entre os Estados membros nesta área[5]. Esta directiva surge igualmente justificada com o cumprimento das obrigações resultantes do protocolo de Quioto: com efeito, chamava-se a atenção (Considerando 6) para o grande papel que o consumo de energia

porém, a metodologia *top-down* da União Europeia não lhe tem permitido obter uma vantagem significativa em termos de implementação prática.

[3] FRANCISCO J. ARENAS CABELLO, *Los materiales de construcción y el medio ambiente*, *Medio Ambiente & Derecho. Revista Electrónica de Derecho Ambiental*, (17), 2008; ANATOLE BOUTE/ANNE DE GEETER, *Directive 2006/32/EC on energy end-use efficiency and energy services*, *Journal for Environmental & Planning Law*, **3**, (5), 2006, pp. 415-431; KING/KING, *Creating incentives*... 432; VÉRONIQUE BRUGGEMAN, *Energy efficiency as a criterion for regulation in the European Community*, *European Environmental Law Review*, **13**, (5), 2004, pp. 140-153. V. também, mais recentemente, a Directiva 2009/125/CE, do Parlamento e do Conselho, de 21 de Outubro, transposta para o direito nacional pelo Decreto-Lei n.º 12/2011, de 24 de Janeiro.

[4] JO L-1, 4.1.2003.

[5] KING/KING, *Creating incentives*..., 433-434. A literatura sublinha habitualmente a relativa facilidade com que é possível obter grandes poupanças de energia através da intervenção nos requisitos construtivos dos edifícios, sendo frequente a referência às "oportunidades" de poupança – GARRY, *Turning buildings green*... 234; LYSTER/BRADBROOK, *Energy Law*... 11. Com efeito, a insistência no tema da eficiência energética é suportada na ideia de que *há hoje condições técnicas para tornar a construção sustentável*, havendo mesmo quem afirme que esse facto, conjugado com a sensibilização dos responsáveis políticos, pode desencadear uma *nova revolução industrial* – assim KING/KING, *Creating incentives*..., 405-406.

voltar ao índice

nos edifícios tem na "factura energética" da União (cerca de 40%), referindo-se agora, no Considerando 3 da Directiva revista (v. adiante) a importância que a redução desse consumo e a utilização de energias renováveis tem na diminuição da dependência energética da União[6]. A ligação entre a dimensão ambiental e a dimensão da política de energia, objecto do colóquio no qual a presente intervenção se integra, surge bem patente na Directiva[7]. A DCE está construída numa lógica de estabelecimento de um quadro global, deixando o estabelecimento de critérios de quantificação de eficiência energética, especificação de edifícios abrangidos (com alguns limites) e outras regras para os Estados membros; o próprio facto da utilização do instrumento "directiva" manifesta esse propósito de subsidiariedade[8]. O prazo de transposição da Directiva terminou em Janeiro de 2006. Posteriormente a Directiva foi alterada pelo Regulamento n.º 1137/2008, do Parlamento Europeu e do Conselho[9].

A transposição da Directiva foi feita para o Direito português através de um conjunto de três diplomas: os Decretos-Leis n.ºs 78 a 80/2006, todos de 4 de Abril, aprovaram o regime do Sistema Nacional de Certificação Energética e da Qualidade do Ar Interior (doravante, apenas RSCE), o chamado Regulamento dos Sistemas Energéticos de Climatização em Edifícios (RSECE), e o chamado Regulamento das Características de Comportamento Térmico dos Edifícios (RCCTE), respectivamente. A taxa significativa de crescimento de consumos energéticos no sector da edificação (12% ao ano) que vinha a verificar-se[10] sugere, com efeito, a necessidade de investir na eficiência energética de modo a colmatar a chamada "falha de eficiência" (*efficiency*

[6] Numa perspectiva comparativa, com muito interesse, KING/KING, *Creating incentives*…, cit.; especificamente sobre as fontes normativas e de *soft law* a nível internacional, pp. 428 ss.

[7] Sublinhando essa ligação, JOSÉ EDUARDO FIGUEIREDO DIAS, *A certificação e a eficiência energéticas dos edifícios*, JORGE MIRANDA/CARLA AMADO GOMES, *Temas de Direito da Energia*, Cadernos O Direito - nº 3, Coimbra: Almedina, 2008, pp. 139-162, 142.

[8] RUTE SARAIVA, *Qualificações profissionais no âmbito do rendimento energético dos edifícios e da qualidade do ar interior*, *Revista da Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa*, **47**, (1-2), 2006, pp. 111-154, 114; FIGUEIREDO DIAS, *A certificação*... 143.

[9] JO L-311, 21.11.2008.

[10] SARAIVA, *Qualificações profissionais*... 113; também referindo o aumento do consumo, FIGUEIREDO DIAS, *A certificação*... 141.

voltar ao índice

gap)[11], pois o que este dado revela é que *sem regulação, o mercado construtivo não conseguiu por si só orientar-se no sentido da sustentabilidade*[12], pondo em causa o cumprimento das metas internacionais[13].

O sentido da DCE é claramente o de que os próprios Estados membros devem tomar a dianteira e dar o exemplo nos seus próprios edifícios; a esse respeito, pode referir-se que o Estado português adoptou em 2009 um regime excepcional de contratação pública (também com motivações de estímulo à economia) que flexibiliza a contratação de obras destinadas a aumentar a eficiência energética dos edifícios públicos[14], o que poderia constituir um sinal positivo.

Nos últimos anos a consciência da exigência dos objectivos de Quioto e o surgimento de preocupações de outro tipo ligadas à energia levaram a um processo de revisão do Direito comunitário derivado. Alheio a isso não será o facto de estar a ser compreendido que a intervenção em eficiência energética, para além do mais, permite poupanças significativas: de acordo com um estudo da EURIMA de 2005, para 2010 estimava-se que para 3.9 mil milhões de euros de investimento em eficiência energética dos edifícios a nível europeu, a poupança obtida fosse de 7.7 mil milhões de euros, ou seja, 3.8 mil milhões de euros de saldo positivo. Estimou-se ainda que o alargamento do âmbito da DCE (que até agora cobria apenas edifícios com área superior a 1.000 m2) poderia levar a um saldo positivo de 7.8 mil milhões de euros.

Na sequência desse processo de revisão foi aprovada a nova versão da Directiva da Certificação Energética – Directiva n.º 2010/31/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de Maio de 2010. O período de transposição

[11] Ou seja, a diferença entre o nível de eficiência energética real e o nível atingível sem custos não rentáveis para os proprietários – GARRY, *Turning buildings green*... 236.

[12] Fenómeno que, note-se, é tudo menos exclusivamente nacional – cf. LYSTER/BRADBROOK, *Energy Law*... 11; KING/KING, *Creating incentives*…, 400 ss.; e GARRY, *Turning buildings green*... 236 e a pp. 251 ss, com uma síntese das falhas e barreiras de mercado que explicam que os agentes económicos acabem por não investir na promoção de tecnologias que produzem eficiência energética.

[13] Neste último sentido, SARAIVA, *Qualificações profissionais*... 113.

[14] Sobre esse regime, aliás em tom crítico, JOÃO AMARAL E ALMEIDA/PEDRO FERNANDEZ SÁNCHEZ, *As medidas excepcionais de contratação pública para os anos de 2009 e 2010. Breve comentário ao decreto-lei n.º 34/2009, de 6 de Fevereiro*, Coimbra: Coimbra Editora, 2009. O dito regime excepcional foi já prorrogado pelo legislador até 31 de Dezembro de 2010 – cf. o Decreto-Lei n.º 29/2010, de 1 de Abril.

voltar ao índice

das várias disposições e entrada em vigor da legislação de transposição varia entre Julho de 2012 e Julho de 2015 (cf. art. 28º). O texto traduz-se num significativo aumento da carga normativa da área, o que é compatível com a tendência geral da União. As justificações para a necessidade de um regime desta natureza são, como se disse, alargadas: quando em 2002 se falava apenas na necessidade de cumprir o Protocolo de Quioto, agora fala-se também, como vimos, na redução da dependência energética da União, na promoção da segurança do aprovisionamento energético, na promoção dos avanços tecnológicos e na criação de oportunidades de emprego e desenvolvimento regional, especialmente nas zonas rurais (Considerando 3).

Em resumo, alarga-se a necessidade e o escopo de uma *construção sustentável*, na linha do "binómio Segurança do Aprovisionamento Energético/Ambiente, paradigmático do século XXI"[15]. A regulação da eficiência energética coloca-se, pois, no contexto da afirmação político-económica da União Europeia, que tem passado por uma série de programas e iniciativas normativas[16]. O processo que levou à revisão da Directiva e alguns outros diplomas relevantes são referidos no Considerando 5.

2. *A regulação da eficiência energética no contexto do Direito do Ambiente e do modelo de Estado actuais*

2.1. O SCE, uma regulação do nosso tempo

O Sistema Nacional de Certificação Energética e Qualidade do Ar Interior dos Edifícios (que designaremos abreviadamente por SCE, como faz a lei: art. 2º do RSCE) é um bom exemplo de quão longe se chega na intervenção

[15] SARAIVA, *Qualificações profissionais*... 111. V. também LEIGH HANCHER/SALLY JANSSEN, *Shared competences and multi-faceted concepts - european legal framework for security of supply*, in BARRY BARTON (ET. AL.), *Energy Security. Managing risk in a dynamic legal and regulatory environment*, New Yotk: Oxford University Press, 2004, pp. 85-119. Note-se que o conceito de construção sustentável, em sentido amplo, engloba não apenas os aspectos de desempenho energético dos edifícios mas também a exigência de que, desde a concepção, à construção, e à própria destruição do edifício após a sua vida útil, todos os impactos negativos para o ambiente (*maxime,* resíduos produzidos) sejam tratados de uma forma ambientalmente positiva: KING/KING, *Creating incentives*…, 404.

[16] Para uma indicação, SARAIVA, *Qualificações profissionais*... 112.

voltar ao índice

jurídica destinada a assegurar a sustentabilidade energética, como parte da sustentabilidade ambiental.

Com efeito, o regime jurídico instituído nesta área, para além de se aplicar a novos edifícios, atinge igualmente edifícios existentes, não apenas no sentido da determinação do seu coeficiente energético mas também na implementação de medidas que visam melhorar o desempenho energético desses edifícios. Interfere, por outro lado, em institutos de diversos ramos do Direito. O SCE não é um sistema daquilo a que em França e na Alemanha se chama "Direito da Construção", que é Direito *público* da construção: o SCE aplica-se transversalmente, à construção, que é uma actividade eminentemente regulada, mas também impondo vinculações aos negócios jurídicos (na sua maioria, negócios jurídicos privados) que têm por objecto os edifícios e as suas partes. Pode dizer-se, pelo exposto, que o SCE conjuga duas características do Direito do Ambiente: a afectação e alteração de situações jurídicas e fácticas já constituídas e a limitação temporal dos títulos (neste caso, o certificado energético, que tem uma validade de 10 anos – art. 10º), dando corpo à conhecida precariedade que a dimensão ambiental introduz nessas situações; e o carácter transversal da regulação (que o Direito do Ambiente partilha aliás com o Direito comunitário), a qual estabelece regras e vinculações aplicáveis tanto em contexto jurídico-público como em contexto jurídico-privado.

Pode dizer-se, ainda, que é um instrumento típico do Estado regulador, e do Estado regulador *mesmo das opções que à partida se colocariam num círculo de preocupações da esfera privada*, no sentido de que o Estado intervém de tal forma que influencia (limita) decisivamente as opções tomadas pelos sujeitos privados na construção dos edifícios. Na realidade, também isto não é novo. A actividade de construção foi desde sempre permeada de particulares vinculações destinadas a salvaguardar de algum modo o interesse público na salubridade e segurança das edificações (recorde-se, por exemplo, que os construtores de imóveis tinham já no Direito romano de dar uma garantia adicional de qualidade: a origem do actual regime do art. 1225º do Código Civil[17]).

[17] Sobre isto, JOÃO CURA MARIANO, *Responsabilidade contratual do empreiteiro pelos defeitos da obra*, 3ª ed., Coimbra: Almedina, 2008, 185 ss.

voltar ao índice

Simplesmente, para além de preocupações de salubridade e segurança, o Direito contemporâneo tem acrescentado diversas "camadas" adicionais de preocupações: as preocupações de preservação do património cultural; de ordem estritamente estética e arquitectónica; de ordenamento do território. A eficiência energética constitui o acrescentar de mais uma camada. Esta particular camada de regulação entra naquele âmbito, que hoje é cada vez mais significativo, da "regulação da temperança"[18]. Perante um quadro em que, por um lado, é absolutamente crucial, para uma vida colectiva sustentável e para uma vida privada digna, aprender esse valor essencial da temperança, da sobriedade, do comedimento, mas onde cada vez mais o consumo se apresenta sem peias de qualquer espécie (nem mesmo, ou especialmente, peias de ordem ética e religiosa, que depois da possibilidade geral do acesso livre aos bens, são as únicas que subsistem, como notou LUC FERRY), a tendência é, claramente, a de legislar no sentido de *forçar* essa temperança. Na realidade, a regulação sobre eficiência energética mais não é do que uma regulação que *obriga a poupar*, mesmo contra a vontade do proprietário. É aliás um fenómeno de alcance genérico[19]. As pessoas podem querer gastar de forma desmedidamente ineficiente; no entanto não têm direito a fazê-lo, para lá de certo patamar, pois – e é essa a conclusão essencial – *os recursos que gastam não são inteiramente seus*. Está aqui o contributo da regulação do SCE para a compreensão das tarefas e das preocupações do direito público do nosso tempo.

2.2. SCE e aspectos jus-ambientais

Não é só do ponto de vista formal e conceptual que o SCE reproduz as coordenadas do Direito do Ambiente. Do ponto de vista material, o regime

[18] FIGUEIREDO DIAS, *A certificação...* 141.

[19] Por exemplo, o novo regime do crédito ao consumo (Decreto-Lei n.º 133/2009), apercebendo-se de que não pode deixar inteiramente ao consumidor, por um lado, e à entidade que concede o crédito, por outro lado, a decisão sobre se uma pessoa deve ter um crédito ao consumo, obriga agora as entidades financiadoras a fazerem uma análise de sustentabilidade das finanças dessa pessoa, com recurso, designadamente, a uma base de dados central de responsabilidades de crédito, e a darem-lhe *aconselhamento financeiro* previamente à celebração do contrato. Note-se: não é dar informação ao consumidor, é dar *aconselhamento financeiro,* ou seja, aconselhar positiva ou negativamente, se for caso disso, a contracção do crédito, de acordo com critérios razoáveis.

voltar ao índice

está marcado pelos princípios e mecanismos característicos deste ramo do Direito: prevenção e redução na fonte (a eficiência energética e a qualidade do ar interior dos edifícios são geridos nos momentos de construção de novos edifícios e reabilitação dos existentes) e poluidor/utilizador-pagador (o proprietário do edifício é o responsável pelo cumprimento dos regimes em matéria de certificação ambiental, o que implica a suportação dos encargos decorrentes do funcionamento do sistema), utilização de mecanismos de incentivo económico[20], como em certa medida é ou procura ser o da certificação, que além do seu valor de produção de informação sobre o desempenho energético, procura transformar o nível de eficiência energética numa realidade que dê (ou retire) valor a um prédio (esta ideia surge com insistência na literatura e perpassa agora na Directiva 2010/31, muito mais claramente do que na Directiva 2002/91).

Traço material igualmente típico do Direito do Ambiente é o reconhecimento de um aspecto essencial para a actual concepção de *sustentabilidade*: a necessidade de atender a outros valores e interesses que também estão presentes na actividade construtiva, para além dos ambientais[21]. Retomando e desenvolvendo ideia que já foi sensatamente afirmada pelo legislador europeu na directiva 2002/91, o Considerando 8 da nova DCE cita expressamente a rentabilidade económica, a acessibilidade, a segurança e a utilização prevista do edifício como aspectos que não podem ser postos em causa pela introdução de requisitos de eficiência energética. Qualquer intervenção em matéria de eficiência energética em edifícios existentes tem de considerar o aspecto da economicidade de uma forma que seja proporcional. Exigir requisitos demasiado onerosos para edifícios existentes será, em muitos casos, votá-los (ainda mais) ao abandono.

[20] A propósito, GARRY, *Turning buildings green*... 255; e LES LO BAUGH, *LEED® Green Building Incentives*, *Practising Law Institute/Real Estate Law and Practise Course Handbook Series*, (556), 2008, pp. 23 ss., 26-27. Nos Estados Unidos, a metodologia LEED®, consistente num sistema de auto-regulação e adesão voluntária a standards ambientais, é um bom exemplo; sobre ela, além do trabalho de BAUGH, v. ainda KING/KING, *Creating incentives*…, 406 ss.

[21] KING/KING, *Creating incentives*…, 401 ss..

voltar ao índice

3. Principais aspectos do Sistema Nacional de Certificação Energética e de qualidade do ar interior nos edifícios (SCE)

3.1. Funções, âmbito e linhas essenciais do SCE

O SCE tem três grandes tipos de funções: uma função de implementação e controlo da regulação em matéria de eficiência energética (art. 2º/a) RSCE), uma função de certificação do desempenho energético e da qualidade do ar interior dos edifícios (art. 2º/b)) e uma função prospectiva e de incentivo à melhoria do desempenho energético e da qualidade do ar interior (art. 2º/c)).

Com efeito, o SCE organiza-se, na linha da Directiva, em torno de quatro linhas materiais de actuação[22]:

1. Fixação de metodologia de cálculo de desempenho energético dos edifícios;

2. Fixação de requisitos mínimos de desempenho energético de edifícios novos (todos e com regras especiais para os superiores a 1000 m2 de área) e dos existentes com área superior a 1000 m2, aquando de obras de renovação importante;

3. Certificação energética de edifícios novos ou existentes (estes aquando da venda ou locação), com regras específicas para edifícios públicos e de serviços;

4. Inspecção regular de caldeiras, sistemas de ar condicionado e de aquecimento.

Estas funções do SCE desenvolvem-se num âmbito de aplicação extremamente amplo, embora se possa dizer que a implementação das regras irá acontecendo à medida que ocorram determinados factos relevantes (cf. art. 3º): nos novos edifícios, obviamente a construção, nos edifícios existentes, aquando da realização de grandes intervenções de reabilitação, nos edifícios de serviços existentes, quando forem submetidos a auditorias, e nos edifícios existentes de habitação e serviços, aquando da celebração de contratos de venda e de locação, "incluindo o arrendamento", casos em que "o proprietário deve apresentar ao potencial comprador, locatário ou arrendatário o certificado emitido no âmbito do SCE"

[22] Seguimos de perto SARAIVA, *Qualificações profissionais...* 114-115.

voltar ao índice

(art. 3º/1/c))[23]. Excluem-se, contudo, do âmbito de aplicação do diploma as infra-estruturas militares, de serviços de informação e de forças de segurança sujeitas a regras de controlo e confidencialidade (art. 3º/3).

Do ponto de vista dos edifícios existentes, a delicadeza da intervenção normativa é patente; talvez por isso durante muito tempo a tendência do movimento dos "edifícios verdes" tenha sido a de intervir nos edifícios *novos*[24]. No entanto, fazê-lo significaria só poder esperar poupanças a longo prazo, dado o grande ciclo de vida dos edifícios, e em termos ambientais, os dados das alterações climáticas parecem impor que os ganhos de longo prazo sejam acompanhados de intervenções de curto prazo[25]. Porém, há que intervir sem penalizar indevidamente os vários interesses em jogo: a protecção do ambiente tem de fazer-se em atenção ao facto de que essa intervenção, conquanto represente um bem colectivo, representa também um sacrifício individual. Pode dizer-se que o legislador procurou o equilíbrio, não estabelecendo prazos fixos obrigatórios: a implementação das regras de eficiência energética far-se-á quando houver obras de reabilitação (em situações nas quais, consequentemente, o custo da implementação da eficiência energética surgirá como *mais um custo*, em algo que já vai gerar custos) e a certificação far-se-á quando ocorrer um de dois actos que à partida significam uma "passagem de mãos" determinante de um encaixe financeiro para o proprietário: a venda e a locação. Com efeito, aplicando as ferramentas da análise económica do Direito, pode dizer-se que o momento mais adequado para impor ao proprietário o custo inerente à certificação energética e de qualidade do ar interior de edifícios existentes (e de eventuais intervenções que venham a ser necessárias na sequência das inspecções prévias a essa certificação) é quando se prepara para receber o preço ou a renda (habitualmente, com um ou dois meses de "caução") relativa ao imóvel[26]. Não só essa "almofada" ajudará a tornar mais suportável o custo da certificação, como a procura de uma maior valorização do prédio

[23] O art. 3º/2 previa que portaria conjunta estabeleceria a calendarização da implementação do SCE. Essa viria a ser a Portaria n.º 4661/2007 (Diário da República, 2ª série - N.º 108, de 5 de Junho). Em 1 de Janeiro de 2009 iniciou-se a última fase de implementação. Sobre os problemas da implementação do SCE, que não versaremos aqui, SARAIVA, *Qualificações profissionais*... 117 ss.

[24] GARRY, *Turning buildings green*... 235.

[25] GARRY, *Turning buildings green*... 235, 238.

voltar ao índice

previamente à venda podem levar a que o proprietário tome a iniciativa de realizar obras de implementação de regras construtivas mais exigentes em matéria de eficiência energética.

3.2. A organização do SCE

A entidade supervisora no âmbito da certificação energética é a Direcção-Geral de Energia e Geologia, enquanto a qualidade do ar interior é supervisionada pela Agência Portuguesa do Ambiente (art. 5º)[27]. À Agência para a Energia (ADENE), é atribuída a gestão do SCE (art. 6º/1), o que passa por criar uma bolsa de peritos qualificados e assegurar a supervisão e fiscalização dos mesmos, bem como dos processos de certificação, aprovar o modelo dos certificados energéticos e disponibilizar na Internet informação sobre os processos de certificação aos peritos que os acompanham (art. 6º/2, 12º e 13º). Pela certificação são cobradas taxas (art. 11º), nas quais se baseia o financiamento da ADENE (art. 6º/3). A ADENE comunica ainda à Inspecção Geral do Ambiente e do Ordenamento do Território (IGAOT) as situações de "perigo iminente" ou "perigo grave" para o ambiente ou a saúde pública, para aplicação por esta Inspecção Geral de medidas preventivas (art. 18º).

Ainda há que ter em conta o quadro sancionatório (arts. 14º ss.), onde outras distinções do ponto de vista institucional existem: enquanto para a parte da certificação energética a entidade supervisora (a DGEG) é competente para processamento das contra-ordenações, na parte da qualidade do ar interior essa competência pertence à IGAOT (art. 16º/1). Acresce ainda que as associações profissionais (Ordem dos Arquitectos, Ordem dos Engenheiros e Associação Nacional de Engenheiros Técnicos) intervêm no estabelecimento dos requisitos profissionais para exercer as funções de perito qualificado essencial para o funcionamento do SCE (art. 7º/2)[28], e foi ainda criada por protocolo, ao abrigo do art. 22º do RSECE, uma

[26] A análise económica do Direito, como sempre, oferece perspectivas interessantes. V. a análise da situação particular da implementação de medidas de eficiência energética em prédios arrendados em LYSTER/BRADBROOK, *Energy Law*... 11-12: à partida, do ponto de vista económico, nenhuma das partes no arrendamento tem grande interesse em promover a implementação de tais medidas.

[27] A lei refere-se ainda ao Instituto do Ambiente, que no entanto passou a Agência Portuguesa para o Ambiente – FIGUEIREDO DIAS, *A certificação*... 152, nota 14.

[28] SARAIVA, *Qualificações profissionais*...

voltar ao índice

"comissão tripartida" (composta pelas associações profissionais) que se encarrega do reconhecimento de determinados técnicos que também têm intervenção no sistema.

A estrutura organizativa do SCE assenta, como se vê, numa teia algo complexa de entidades, a pedir com urgência um olhar racionalizador, em tempo de forçado emagrecimento do Estado (também por aqui passa a eficiência)[29].

Ainda a propósito da estrutura institucional, chamar a atenção para algo que gera alguma perplexidade tendo em conta o elenco das tarefas atribuídas: a atribuição da gestão do SCE a uma entidade de composição mista pública e privada, mais concretamente uma associação[30], dotada de determinadas funções que não são apenas públicas, mas são funções públicas *de autoridade*. A ADENE é uma associação cujos associados iniciais eram entidades públicas (art. 12º/1 do Decreto-Lei n.º 223/2000), mas podem ser associados quaisquer pessoas colectivas públicas ou privadas cuja actividade esteja directa ou indirectamente ligada ao sector energético (art. 13º), e de facto assim é: hoje, são associadas da ADENE diversas entidades privadas, algumas delas *empresas* privadas[31].

---

[29] Colocando dúvidas concretas sobre o papel da ADENE no sistema, SARAIVA, *Qualificações profissionais...* 124; referindo-se às suas "competências importantes", FIGUEIREDO DIAS, *A certificação...* 152.

[30] A ADENE foi criada (então como "Agência para a Energia") pelo Decreto-Lei n.º 223/2000, de 9 de Setembro, alterado e republicado pelo Decreto-Lei n.º 314/2001, de 10 de Dezembro, que alterou a sua designação para a actual. A ADENE é uma "pessoa colectiva de tipo associativo" que se rege pelo seu diploma de criação e estatutos e "supletivamente", "pelas normas referentes às associações em geral, especialmente o disposto nos arts. 157º a 184º do Código Civil" (art. 2º/1 Decreto-Lei n.º 223/2000), sendo também expressamente qualificada como pessoa colectiva de utilidade pública (art. 2º/2 do Decreto-Lei n.º 223/2000).

[31] De acordo com informação constante do sítio da Internet da ADENE, "A ADENE é (…) participada maioritariamente (69,66%) por instituições do Ministério da Economia e Inovação: Direcção Geral de Geologia e Energia (DGGE), Direcção Geral de Empresa (DGE) e Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação (INETI). As empresas concessionárias dos serviços públicos de fornecimento de electricidade e gás (EDP e Galp Energia) detêm 22% do capital social, sendo ainda 5.74% partilhados pelo LNEC, ISQ, FEUP, AMP, CCDRN e CBE". Além da EDP e Galp, do conjunto destas últimas entidades, o ISQ e o CBE (Centro da Biomassa para a Energia) são também entidades privadas. O CBE é uma associação privada que por sua vez tem entre os seus associados diversas empresas privadas – cf.

voltar ao índice

Confessamos algumas dúvidas, por um lado, quanto à constitucionalidade, e por outro, quanto à conformidade desta solução organizativa com o Direito comunitário.

Não nos parece que a Constituição impeça a delegação/devolução de poderes públicos de autoridade a associações pelo simples facto de terem associados privados[32]; contudo, perguntamos se estão garantidas as condições das quais se entende que depende a constitucionalidade da delegação – em particular, a necessidade de não existirem, no *desenho institucional* do sistema, conflitos de interesses que possam colocar a entidade numa situação de exercer em benefício próprio os seus poderes[33], bem como a garantia constitucional do exercício de poderes públicos por parte de instituições dotadas de *legitimidade democrática*, seja ela directa ou indirecta[34]. Repare-se que a ADENE incorpora *algumas* entidades que são puras empresas privadas (designadamente empresas que actuam, elas próprias, no sector que a ADENE, para todos os efeitos, regula).

Do ponto de vista do Direito comunitário, a questão já é outra: como é notório, o Estado português não escolheu a ADENE para gerir o SCE por via de qualquer procedimento aberto e concorrencial, antes efectuou uma selecção directa. Entregou, pois, um direito exclusivo de actuação e uma receita garantida (a das taxas do SCE) a uma entidade *que tem composição privada*. A actividade em questão não parece poder taxar-se como exclusivamente administrativa, pois cifra-se na prestação de uma utilidade aos particulares (a certificação energética), que encontra como contraprestação o pagamento, por estes, de taxas. Manifestamente a ADENE não preenche os requisitos que permitem falar em contratação interna ou *in-house*, precisamente porque os seus associados incluem diversas entidades privadas[35]. À partida, pensamos

http://www.centrodabiomassa.pt/index.php/cbe/socios.

[32] Estamos por isso com PEDRO GONÇALVES, *Entidades Privadas com Poderes Públicos*, Coimbra: Almedina, 2005, 985 ss.

[33] Sobre isto GONÇALVES, *Entidades Privadas*... particularmente 990 ss.

[34] Sobre esta condição de constitucionalidade da delegação, GONÇALVES, *Entidades Privadas*... 1007 ss.

[35] Sobre tais requisitos, entre nós, cf. ALEXANDRA LEITÃO, *Contratos de prestação de bens e serviços celebrados entre o Estado e as empresas públicas e relações "in house"*, *Cadernos de Justiça Administrativa*, **65**, (Setembro/Outubro), 2007, 12-26; BERNARDO

que talvez a única linha de argumentação susceptível de permitir "salvar" esta operação passe pela patente indefinição que apesar de tudo existe, no plano do Direito comunitário, sobre o regime da atribuição de direitos de exclusivo, quando essa atribuição não reveste natureza declaradamente contratual (e aqui não há contrato entre o Estado e a ADENE), e também a (difícil, mas porventura possível) defesa de que a actividade desenvolvida pela ADENE não tem natureza *económica*, colocando-a, como tal, fora das exigências de concorrência postas pelo Direito europeu.

3.3. A actividade dos peritos qualificados

Como resulta do RSCE e da própria Directiva, o núcleo central do SCE é constituído pela actividade dos peritos qualificados a que se referem os arts. 7º e 8º[36]. Esses peritos podem ser arquitectos, engenheiros ou engenheiros técnicos reconhecidos pela respectiva associação profissional, e têm de ter qualificações específicas para o efeito (art. 7º/1)[37]. A designação de perito é reservada pela lei para os profissionais que intervêm na certificação energética e da qualidade do ar; os demais, com actuação nos domínios do RSECE e do RCCTE, são referidos como técnicos pelos respectivos diplomas[38]. Iremos atender principalmente à actividade dos peritos[39]. De acordo com uma interpretação da lei nacional à luz do Direito comunitário, os peritos podem trabalhar por conta própria ou ao serviço de uma entidade: a única coisa que a lei prevê é que "articulem directamente" com a ADENE. Como a expressão

---

AZEVEDO, *Contratação "in house": entre a liberdade de auto-organização administrativa e a liberdade de mercado* IN PEDRO GONÇALVES (COORD.), *Estudos de Contratação Pública*, vol. I, Coimbra: CEDIPRE/Coimbra Editora, 2008, pp. 115-145; TIAGO MACIEIRINHA, *De Teckal a Coditel Brabant: evolução da jurisprudência comunitária sobre o conceito de controlo análogo*, *O Direito*, **Ano 141º**, (V), 2009; RUI MEDEIROS, *Âmbito do novo regime da contratação pública à luz do princípio da concorrência*, *in Cadernos de Justiça Administrativa*, **69**, (Maio/Junho), 2008, pp. 3-29, 12 ss.; DIOGO DUARTE DE CAMPOS, *A escolha do parceiro privado nas parcerias público-privadas - a adjudicação in-house em particular*, Coimbra: Wolters Kluwer/Coimbra Editora, 2010.

[36] SARAIVA, *Qualificações profissionais...* 115; FIGUEIREDO DIAS, *A certificação...* 143.

[37] SARAIVA, *Qualificações profissionais...* 120.

[38] SARAIVA, *Qualificações profissionais...* 129.

[39] Para os aspectos relativos aos técnicos intervenientes no RSECE e no RCCTE, SARAIVA, *Qualificações profissionais...* 128 ss.

voltar ao índice

"articular directamente" é destituída de qualquer significado jurídico que consigamos apreender[40], é possível sustentar a conclusão de que o legislador deixou em aberto a modalidade jurídica de relação entre o perito e a ADENE.

As competências dos peritos são amplíssimas[41], não se restringindo de todo a operações materiais de carácter técnico – em particular, é de sublinhar que são os próprios peritos a emitir os certificados energéticos (art. 8º/2/b)). Assim, como decorre do art. 8º, os peritos actuam com grande independência e autonomia face à ADENE: apenas lhes é requerido que procedam ao registo junto dessa entidade dos vários actos por si praticados, no prazo de cinco dias após a sua prática[42]. Os peritos actuam a solicitação dos promotores ou proprietários, como decorre do art. 9º/3 e 5 (repare-se que a falta de solicitação atempada dessa intervenção por parte destas entidades constitui contra-ordenação – art. 14º/1/a) e b)).

A actividade dos peritos é fiscalizada pela ADENE (art. 12º/1), obrigando a lei que não fiquem mais de cinco anos sem serem objecto de fiscalização (art. 12º/3)[43]. A fiscalização apenas por amostragem e com uma periodicidade mínima tão alargada é susceptível de gerar algumas dúvidas[44]. Note-se ainda que o regime contra-ordenacional pune não só a prática de contra-ordenações por parte dos proprietários de imóveis, mas também por parte de peritos (art. 14º/1/e) e f)), podendo a condenação dar origem à aplicação de sanção acessória de suspensão do exercício da actividade de perito, com a duração máxima de dois anos (art. 15º/1/c) e 3); e que a responsabilidade contra-ordenacional não exclui, obviamente, a responsabilidade disciplinar[45].

---

[40] Diferentemente, parecendo atribuir um significado a essa articulação, SARAIVA, *Qualificações profissionais...* 124. No entanto, parece-nos que em si esse conceito nada avança, do prisma jurídico. O que tem conteúdo *jurídico* são as obrigações de registo do perito, constantes do art. 8º/2, e a sujeição à supervisão da ADENE, nos termos do art. 12º. A contraprova é esta: nada acontece ao perito se ele não "articular directamente" com a ADENE; já lhe acontece alguma coisa se incumprir os seus deveres.

[41] Para uma síntese, SARAIVA, *Qualificações profissionais...* 127.

[42] Sublinhando a necessidade de independência dos peritos, com referência à DCE, SARAIVA, *Qualificações profissionais...* 117.

[43] Desenvolvidamente, SARAIVA, *Qualificações profissionais...* 124 ss.

[44] SARAIVA, *Qualificações profissionais...* 125-126.

[45] SARAIVA, *Qualificações profissionais...* 127.

voltar ao índice

Ainda em tema de *responsabilidade* dos peritos, cumpre chamar a atenção para a subtil referência da parte final do art. 8º/2/c), que refere que o perito *assume a responsabilidade* do conteúdo técnico do certificado energético e de qualidade do ar. A responsabilidade de que aqui se fala pode ser apenas a responsabilidade contra-ordenacional que acabámos de referir. No entanto, cabe ir mais longe e questionar, por exemplo, se essa assunção de responsabilidade pode determinar que o perito responda perante terceiros por eventuais danos (no limite, *gastos excessivos e não previstos de energia*; ou gastos com *medidas de redução do consumo aconselhadas pelo perito e que sejam desproporcionadas ou tecnicamente desadequadas*, para dar alguns exemplos) causados pela errada certificação.

A este propósito, as Directivas (ambas, a de 2002 e a de 2010) são ambíguas e lacónicas, embora cada uma seja ambígua e lacónica à sua maneira. A Directiva 2002/91 estabelece que os certificados se limitam a fornecer informação e que quaisquer efeitos em termos de "procedimentos legais ou outros" (sic) são decididos segundo as normas nacionais (art. 7º/2, § 2º), e a Directiva 2010/31 dispõe que "Os eventuais efeitos dos certificados de desempenho energético em termos de acções judiciais [sic] são decididos em conformidade com as regras nacionais" (art. 12º/7). Em resumo, em ambas as directivas se dá a entender que há eventualmente "procedimentos" ou "acções" envolvidas; mas em ambas se remete inteiramente essa matéria para os direitos nacionais.

Demos então a palavra ao Direito nacional: como vimos, o art. 8º/2/c) apenas refere que os peritos são responsáveis, o que sendo pouco, parece suficiente para que a questão da eventual responsabilidade (civil) dos peritos seja dirimida no quadro dos regimes de responsabilidade existentes. A dúvida que se coloca (decisiva, parece-nos, para a questão em apreço) está em saber se a relação entre o perito e o proprietário do imóvel que lhe pede a certificação é contratual. Em nosso entender, sim: o proprietário de imóvel que queira vê-lo certificado consulta a lista de peritos qualificados, mas depois ajusta com ele honorários, condições de pagamento, prazos de cumprimento e tudo o mais; qualquer uma das partes goza da faculdade de recusar as propostas que lhe sejam feitas pela sua contraparte nas negociações. Esta conclusão conduz a responsabilizar o perito nos termos do regime do cumprimento defeituoso, já que o que se passa quando o perito não exerce a

diligência devida na atribuição do certificado é, além do mais, uma falta de cumprimento da sua obrigação, perante a sua contraparte, de executar a prestação em conformidade com o estipulado[46]/[47].

De modo que nos parece criticável, o RSCE não impõe qualquer forma de acesso dos profissionais à actividade de perito qualificado. Assim, parece que é totalmente devolvida às ordens e associações profissionais a função de decidir quem pode ser perito qualificado[48].

Nada a observar a esta opção, se estiver em causa decidir do ponto de vista *técnico* quais as habilitações (técnicas mas também *deontológicas*[49]) necessárias e eventuais modelos de provas[50], matéria que parece realmente caber no âmbito da auto-regulação profissional[51].

[46] Note-se que mesmo que não se conseguisse qualificar a relação entre o proprietário do prédio e o perito como contratual, o regime da responsabilidade aquiliana oferece uma solução: sempre teria aplicação o art. 485º/2 do Código Civil, tendo em conta que o perito está constituído (pela lei, neste caso o regime do SCE) no dever de dar informação ao proprietário. Contudo, o reconhecimento de uma relação contratual oferece ao proprietário a tutela adicional constituída pela presunção de culpa do art. 799º do Código Civil.

[47] Será possível uma outra via, nomeadamente, a responsabilização nos termos do art. 501º do Código Civil ou do Regime da Responsabilidade Civil Extracontratual do Estado e demais entidades públicas? Não nos parece: a certificação é obrigatória, mas o perito é um profissional independente, que se *habilita* como perito para exercer uma actividade *que é "sua"*, e pratica actos cujos eventuais danos directos sobre os proprietários se circunscrevem à relação perito-proprietário. Na verdade, não pode dizer-se que a ADENE tenha como função a de certificar, e que se desempenha dessa função *por meio dos peritos*: antes cria as condições para que haja peritos, que certificam (tal como a Ordem dos Médicos não pratica actos médicos, mas permite que haja quem os pratique). De qualquer forma, e independentemente do regime de responsabilidade, o que nos parece claro é que o perito terá de assumir as consequências de uma errada aplicação das normas técnicas que presidem à classificação energética.

[48] SARAIVA, *Qualificações profissionais*... 120-121.

[49] Estas últimas necessárias à independência dos peritos. Com reservas sobre o enquadramento concreto do aspecto deontológico da formação e supervisão dos peritos, SARAIVA, *Qualificações profissionais*... 125-126.

[50] Para uma análise do que nessa matéria se estabeleceu por protocolo entre as entidades competentes, SARAIVA, *Qualificações profissionais*... 121 ss.

[51] Embora tenha de dizer-se que estas considerações têm de ser articuladas com a grande revolução introduzida pela transposição da Directiva Serviços para o Direito interno. Com efeito, notava já, perante a então "Directiva Bolkestein", algumas dificuldades potenciais, SARAIVA, *Qualificações profissionais*... 147 ss. Particularmente relevante é a incidência desta regulação sobre o papel das ordens e associações profissionais, muito embora a Directiva tenha sido prudente nessa matéria.

voltar ao índice

Já não nos parece curial a questão da *forma do acesso* propriamente dita: a omissão do legislador contrasta, por exemplo, com o regime de acesso à actividade de perito avaliador para efeitos de expropriações, que é feito por concurso e cujos aprovados são colocados na lista oficial[52], e com o regime de inscrição dos administradores de insolvência, que podem igualmente requerer a sua sujeição a um exame, após o qual, se aprovados, integram as listas oficiais[53]. É verdade que os peritos qualificados do SCE são antes de tudo técnicos integrados em associações profissionais, ao contrário dos peritos de expropriações e dos administradores de insolvência, o que poderá explicar a solução legal de remeter para a auto-regulação profissional. De todo o modo, estamos a falar de uma função cuja exigência de independência é manifesta: a certificação energética rapidamente se traduzirá em *aumento ou diminuição de valor dos prédios*, num universo de consumidores cada vez mais conscientes da dimensão ambiental. Também por isso, seria adequada a previsão de regimes de incompatibilidades ou impedimentos que salvaguardassem a inexistência de conflitos de interesses[54].

Também nada se dispõe quanto à questão de saber se a ADENE dispõe de alguma margem de liberdade na "criação" e na própria organização da "bolsa de peritos qualificados do SCE", ou se estes, a partir do momento em que sejam reconhecidos como tal pelas suas associações profissionais e disponham da qualificação adequada, têm direito a integrar aquela "bolsa", solução que nos pareceria a mais curial e que é a prevista para os casos nos quais a lei prevê a criação de bolsas de peritos independentes[55]. Como nota RUTE SARAIVA, aspectos tão simples como a desactualização da bolsa ou a sua organização podem provocar distorções concorrenciais[56], no que é uma actividade profissional dirigida à obtenção de lucro e que como tal se encontra sob particular influência do Direito comunitário[57].

---

[52] Cf. arts. 3º e ss. do Decreto-Lei n.º 125/2002, de 10 de Maio, alterado pelo Decreto-Lei n.º 12/2007, de 19 de Janeiro.

[53] Cf. art. Lei n.º 32/2004, de 22 de Julho, alterado por último pela Lei n.º 34/2009, de 14 de Julho.

[54] SARAIVA, *Qualificações profissionais*... 126.

[55] Cf. os diplomas citados nas notas anteriores.

[56] SARAIVA, *Qualificações profissionais*... 120 e nota 34.

[57] Sobre isto, ainda, SARAIVA, *Qualificações profissionais*... 147.

actualidades profissionais

Por tudo isto, tendemos a pensar que a partir do momento em que um técnico disponha das qualificações adequadas, tem *um direito subjectivo público* a integrar as listas de peritos oficiais. Não cabe reconhecer à ADENE (e a lei não parece fazê-lo) qualquer margem de manobra na criação de "restrições à entrada" no "mercado" dos peritos qualificados. Já parece, pelo contrário, que o legislador deixou à ADENE a regulação do modo de *organização* da lista – sendo certo que nessa organização, a ADENE está vinculada aos princípios gerais do Direito administrativo, designadamente à criação de um modo de organização que garanta, na medida do possível, condições de igualdade entre os peritos.

Questão que se reveste do maior interesse é a da qualificação jurídica dos certificados energéticos emitidos pelos peritos. A principal questão é a de saber se se trata de actos administrativos (ou equiparados)[58], o que teria implicações delicadas do ponto de vista do regime aplicável em matéria, por exemplo, de reacção contenciosa. A natureza meramente informativa dos actos de certificação (bem como a natureza dos sujeitos que os praticam) lança-nos dúvidas: tendemos a considerar que não estamos perante actos administrativos, pois com a atribuição ao imóvel de uma determinada classe em termos de eficiência energética não ocorre a definição de uma situação jurídica (art. 120º do CPA).

3.4. Certificação energética e coordenação procedimental com o controlo de operações urbanísticas

Pode afirmar-se que a certificação energética e da qualidade do ar interior se apresenta como mais um elemento a articular com os procedimentos de licenciamento e comunicação prévia de operações urbanísticas. A articulação ou coordenação procedimental de avaliações, certificações e

[58] Referindo-se *en passant* a "actos administrativos que envolvam estes técnicos" (os do RSECE e RCCTE), SARAIVA, *Qualificações profissionais...* 129; mas não é líquido que essa referência signifique que a Autora impute aos técnicos a prática desses actos. V. também, a propósito da referência legal a "competências" dos peritos, FIGUEIREDO DIAS, *A certificação...* 152, nota 17.

voltar ao índice

decisões com objectivos diferenciados é um dos domínios que mais dificuldades concretas colocam do ponto de vista regulatório[59].

A coordenação da certificação energética e da qualidade do ar interior com os procedimentos de controlo urbanístico faz-se em dois momentos de conexão distintos. A apresentação do pedido de licença ou comunicação prévia da operação urbanística de construção ou "grande reabilitação" é obrigatoriamente acompanhada do certificado de conformidade regulamentar emitido pelo perito qualificado, nos termos do RSECE e do RCCTE (art. 23º/2/f) do RSECE e art. 12º/2/f) do RCCTE). O perito qualificado controla, pois, nesta fase, o projecto a apresentar pelo promotor da operação urbanística, declarando que o mesmo se encontra conforme com as regras aplicáveis. Esta asserção revela que para o legislador, a intervenção dos técnicos projectistas em eficiência energética e qualidade do ar interior não foi considerada suficiente: além do termo de responsabilidade que tais técnicos necessariamente assinam e que deve ser junto ao pedido de licença ou comunicação prévia, há a necessidade de intervenção do perito[60]. A segunda intervenção do perito dá-se após a realização das obras e antes da emissão da licença de utilização: o perito realiza então a avaliação do desempenho energético e da qualidade do ar interior e em caso de conformidade, emite o certificado, que acompanha o pedido da licença de utilização (art. 23º/3 do RSECE e art. 12º/3 do RCCTE).

Sublinhe-se ainda, a este propósito, a inclusão de dois tipos de intervenção imobiliária (instalação de painéis solares, geradores eólicos ou colectores térmicos de reduzidas dimensões e substituição de cobertura, telhado e materiais de revestimento exterior) relacionados com a eficiência energética no elenco das operações de escassa relevância urbanística (art. 6º-A do RJUE, na redacção dada pelo Decreto-Lei n.º 26/2010, de 30 de Março), o que significa a sua não sujeição a controlo prévio (art. 6º/1/c)). Trata-se de mais um

[59] Cf. MIGUEL ASSIS RAIMUNDO, *A Avaliação de Impacto Ambiental na Formação e Execução dos Contratos Públicos*, *O Direito*, **ano 142º**, (I), 2010, pp. 197-226, recolhido em MIGUEL ASSIS RAIMUNDO, *Estudos sobre contratos públicos*, Lisboa: AAFDL, 2010.

[60] SARAIVA, *Qualificações profissionais...* 134-135 sublinha a discrepância entre este regime e o regime geral de suficiência do termo de responsabilidade. O regime especial consagrado vai, pois, no sentido de acrescentar uma formalidade, porventura contrapesada pelo maior rigor, como nota a Autora.

voltar ao índice

sinal de incentivo do legislador à introdução voluntária de alterações que promovam a eficiência energética.

3.5. Obrigações do proprietário no quadro do SCE

O "proprietário" dos edifícios (ou dos equipamentos, no caso de equipamentos de climatização e aquecimento) é responsável por um conjunto significativo de obrigações no quadro do SCE.

A aparente linearidade da referência ao "proprietário do edifício" é desmentida, desde logo, pela extensíssima definição que o anexo I do RSCE dá de proprietário: "o titular do direito de propriedade do edifício ou de outro direito real sobre o mesmo que lhe permita usar e fruir das suas utilidades próprias ou, ainda, no caso de edifícios ou partes de edifícios destinados ao exercício de actividades comerciais ou de prestação de serviços, excepto nas ocasiões de celebração de novo contrato de venda, locação, arrendamento ou equivalente, as pessoas a quem por contrato ou outro título legítimo houver sido conferido o direito de instalar e ou explorar em área determinada do prédio o seu estabelecimento e que detenham a direcção efectiva do negócio aí prosseguido sempre que a área em causa esteja dotada de sistemas de climatização independentes dos comuns ao resto do edifício". Acresce que a definição de edifício dada no mesmo anexo é "quer a totalidade de um prédio urbano, quer cada uma das fracções autónomas".

Resulta daqui que a lei recorta conceitos *funcionais* (ou não estivéssemos no domínio de Direito de influência comunitária) de "proprietário" e de "edifício". O proprietário é à partida o titular do direito de propriedade, *ou* ainda de qualquer outro direito real, que lhe permita usar e fruir a coisa (usufruto e direito de superfície, sobretudo); e no caso de exercício de actividades profissionais (comerciais ou de prestação de serviços) onde o profissional disponha de sistemas de climatização independentes dos comuns ao resto do edifício, este é ainda tratado como proprietário, embora o direito que lhe permite essa utilização profissional autónoma não seja objecto de qualquer tipificação[61]. Já foi sublinhado na Doutrina que poderia ter-se optado por outra terminologia, porventura mais conforme com a tradição jurídica

[61] Pode ser, por exemplo, emergente de comodato, locação, "locação de estabelecimento", contrato-promessa com tradição da coisa, etc.

voltar ao índice

portuguesa e que não gerasse confusão com os direitos reais[62]. No entanto, também deve sublinhar-se que a referência à propriedade tem, em alguns contextos, um sentido amplíssimo, pelo que a opção do RSCE acaba por não constituir uma completa ruptura com essa tradição[63].

A referência ao proprietário, mesmo com estes esclarecimentos, esconde questões delicadas nos casos – a maioria – onde o edifício está constituído em propriedade horizontal; questões que não são esclarecidas pela definição mencionada, mas apenas pela sua articulação com a definição de "edifício"[64]. Com efeito, desta última resulta que o legislador pretende que "edifício" seja entendido de forma diferente consoante o contexto e a situação concreta. Deste modo, articulando estas conclusões com o regime do art. 9º, terá de entender-se que em alguns casos (por exemplo, realização de obras de grande reabilitação em partes comuns) será o condomínio a assumir as obrigações aí descritas; noutros será o proprietário da fracção autónoma a assumi-lo (obras de grande reabilitação restritas a fracções); e noutros ainda (obras de grande reabilitação de todo o prédio) as responsabilidades poderão ter de ser partilhadas (nos casos em que essa partilha seja possível) ou oneram quer o condomínio, quer o proprietário de fracção autónoma, em regime de solidariedade.

Podemos distinguir entre as obrigações que incidem genericamente sobre os proprietários e os promotores de quaisquer edifícios e as que incidem apenas sobre os proprietários e os promotores de edifícios de serviços abrangidos pelo RSECE. As primeiras são as seguintes:

- Obtenção do certificado de desempenho energético e da qualidade do ar interior (art. 9º/1);
- Solicitação de "acompanhamento" por perito qualificado dos processos de certificação, auditoria ou inspecção periódica (art. 9º/3).

[62] SARAIVA, *Qualificações profissionais...* 126, nota 41.

[63] Por exemplo, como se sabe, a garantia constitucional do direito de propriedade (art. 61º CRP) é utilizada (bem, em nossa opinião) como garantia *de todas as posições jurídicas patrimoniais, incluindo direitos de crédito*.

[64] A Directiva 2010/31 veio de algum modo clarificar esta matéria, ao referir-se agora expressamente, a diversos propósitos, às fracções autónomas.

voltar ao índice

- Disponibilização ao perito, ou à ADENE, dos elementos necessários à realização da certificação, auditoria ou inspecção periódica (art. 9º/4);

- Pedido de inspecção dos sistemas de aquecimento com caldeiras e equipamentos de ar condicionado, nos períodos previstos (art. 9º/5).

As segundas, específicas dos edifícios de serviços abrangidos pelo RSECE, são estas:

- Participação (supõe-se que à ADENE, embora a lei não o diga), no prazo de 5 dias, de qualquer reclamação que lhes seja apresentada a propósito da violação do disposto no RSECE (art. 9º/6);

- Afixação de cópia de um certificado energético e da qualidade do ar interior, válido, em local acessível e bem visível "junto à entrada" (art. 9º/7).

3.6. Falta de certificação e sorte do contrato

Além das obrigações do proprietário ou promotor a que nos referimos no número anterior, no quadro do SCE, a lei regula expressamente uma conduta do proprietário que tem relevância na relação com a sua contraparte em contratos que tenham por objecto edifícios ou partes de edifícios sujeitos ao SCE. É um exemplo de vinculação de Direito público no âmbito de contratos entre sujeitos privados[65].

Assim, dispõe o art. 3º/1/c) que "o proprietário deve apresentar ao potencial comprador, locatário ou arrendatário o certificado emitido no âmbito do SCE"[66]. A formulação gera dúvidas sobre o estatuto desta menção.

[65] Cf. HANS J. WOLFF/OTTO BACHOF/ROLF STOBER, *Direito Administrativo*, Vol. I, trad. port. da 11ª edição alemã, Lisboa: Fundação Calouste Gulbenkian, 2006, 287-288, sistematizando os diversos casos de relevância de normas jurídico-administrativas nas relações jurídicas privadas; e para uma referência às vinculações jurídico-públicas nos contratos de arrendamento, CARLA AMADO GOMES, *Direito ao arrendamento e vinculações jurídico-públicas: uma aproximação*, AA/VV, *Estudos em Honra do Professor Doutor José de Oliveira Ascensão*, Vol. II, Coimbra: Almedina, 2008, 1049-1100.

[66] A norma em questão não pode ser aplicada nos casos da chamada venda em estado de acabamento ou promoção imobiliária: aí por definição ainda não há nada. A Directiva 2010/31 resolve (não se sabe se bem ou mal) a questão, determinando que nesses casos o alienante determina qual *irá* ser o nível de eficiência energética, e entregando-o quando existir.

voltar ao índice

Parece desde logo tratar-se de um dever pré-contratual, que impende sobre o proprietário, de nas negociações dar conhecimento do certificado energético[67].

Pode contudo perguntar-se se se trata de mais alguma coisa. A dúvida é a de saber se a falta de certificação é fundamento de *invalidade* do negócio[68]. À partida, a celebração de negócio jurídico em violação de preceito legal injuntivo (como é manifestamente o preceito em análise) gera a sua nulidade (art. 294º CC).

Em nosso entender, no entanto, não pode ser essa a consequência para esta situação, porque essa consequência seria pura e simplesmente desproporcionada. Seria absurdo que um contrato de arrendamento e sobretudo um contrato de compra e venda[69] fossem nulos por falta de certificado energético ou de qualidade do ar interior. Este é um domínio onde parece de manter alguma separação entre as valorações do Direito público e do Direito privado, que servem objectivos muito distintos e, porque não dizê-lo, de ordens de grandeza muito diferentes. Sem retirar relevância à certificação energética, dificilmente poderia sustentar-se que a necessidade de estímulo para o cumprimento dessas regras seria suficiente para causar tão graves consequências ao tráfego jurídico como as que decorrem da nulidade. O ordenamento jurídico é bastante claro na sua intenção de, pelo menos na

---

[67] A Directiva 2010/31 reforça a ideia da existência de um verdadeiro dever pré-contratual em relação ao certificado, quer na negociação privada (art. 12º/2) quer na publicação de anúncios de venda e arrendamento de imóveis em "meios de comunicação comerciais" (art. 12º/4).

[68] Nos casos em que o contrato seja celebrado com assistência de notário ou advogado, a hipótese de celebração do contrato sem certificado será mais rara: detectando-se a sua falta, o notário ou o advogado parecem poder recusar-se a celebrar o contrato. Contudo, deve sublinhar-se que ainda assim, esta observação apenas vale genericamente para os contratos de compra e venda de imóveis, pois para os contratos de arrendamento urbano não se exige hoje mais do que escrito particular, e em alguns casos, nem sequer isso – art. 1069º do Código Civil.

[69] Além da compra e venda, será que também os contratos-promessa de compra e venda devem considerar-se abrangidos pela menção do art. 3º/2/c)? Parece que sim, tendo em conta o princípio da equiparação entre o regime do contrato-promessa e do contrato definitivo – art. 410º/1 do CC, podendo ainda referir-se no mesmo sentido o paralelo com a necessidade de menção, no contrato-promessa, da licença de construção ou utilização (art. 410º/3 CC).

voltar ao índice

compra e venda, reforçar a manutenção do negócio, mesmo em casos onde em regra ela não ocorreria[70].

Entendemos, aliás, que nem sequer num caso que com muito maior propriedade poderia entender-se ser gerador de nulidade do contrato (o da falta de licença de utilização no arrendamento urbano) essa consequência se verifica (atente-se na redacção do art. 7º/5 do Decreto-Lei n.º 160/2006: se o arrendatário pode *resolver*, isso indicia que o contrato é válido)[71]. Repare-se que a licença de utilização, nos termos da lei, atesta a *aptidão* do prédio arrendado para os fins a que se destina, sendo esse o sentido em que é referida na lei civil (cf. art. 1070º do Código Civil), enquanto o certificado energético atesta uma característica do imóvel (a sua eficiência energética, ou falta dela) que, sendo importante, não é *essencial* à sua utilização. E como tal, mesmo se se dissesse – com o que não concordamos – que a falta de licença de utilização determinaria a invalidade do contrato, teríamos de dizer que em relação ao certificado energético não se verificam, de todo, as mesmas razões que valem para esse caso.

Sublinhe-se ainda que o que dissemos obviamente não prejudica a possibilidade de o adquirente ou locatário demandarem o vendedor ou senhorio pelos prejuízos que eventualmente sofram pelo não cumprimento, por este, do preceito que impõe a referência ao certificado (a admitir que há aqui algo susceptível de configurar prejuízos juridicamente tuteláveis)[72].

voltar ao início do texto

Bibliografia citada

AMADO GOMES, CARLA, *Direito ao arrendamento e vinculações jurídico-públicas: uma aproximação*, in AA/VV, *Estudos em Honra do Professor Doutor José de Oliveira Ascensão*, Vol. II, Coimbra: Almedina, 2008, 1049-1100.

AMARAL E ALMEIDA, JOÃO/FERNANDEZ SÁNCHEZ, PEDRO, *As medidas excepcionais de contratação pública para os anos de 2009 e 2010. Breve comentário ao decreto-lei n.º 34/2009, de 6 de Fevereiro*, Coimbra: Coimbra Editora, 2009.

[70] Cf. sobretudo o art. 886º do CC, que derroga o art. 801º/2 do mesmo Código.

[71] Esta última questão, contudo, é discutível. Em sentido diverso do que defendemos no texto, AMADO GOMES, *Direito ao arrendamento*...

[72] Recordem-se, a propósito, os arts. 227º e 485º/2 do CC.

voltar ao índice

ARENAS CABELLO, FRANCISCO J., *Los materiales de construcción y el medio ambiente*, in *Medio Ambiente & Derecho. Revista Electrónica de Derecho Ambiental*, (17), 2008.

AZEVEDO, BERNARDO, *Contratação "in house": entre a liberdade de auto-organização administrativa e a liberdade de mercado* IN PEDRO GONÇALVES (COORD.), *Estudos de Contratação Pública*, vol. I, Coimbra: CEDIPRE/Coimbra Editora, 2008, pp. 115-145.

BAUGH, LES LO, *LEED® Green Building Incentives*, *Practising Law Institute/Real Estate Law and Practise Course Handbook Series*, (556), 2008, pp. 23 ss.

BOUTE, ANATOLE/DE GEETER, ANNE, *Directive 2006/32/EC on energy end-use efficiency and energy services*, in *Journal for Environmental & Planning Law*, 3, (5), 2006, pp. 415-431.

BRUGGEMAN, VÉRONIQUE, *Energy efficiency as a criterion for regulation in the European Community*, in *European Environmental Law Review*, 13, (5), 2004, pp. 140-153.

CURA MARIANO, JOÃO, *Responsabilidade contratual do empreiteiro pelos defeitos da obra*, 3ª ed., Coimbra: Almedina, 2008.

DUARTE DE CAMPOS, DIOGO, *A escolha do parceiro privado nas parcerias público-privadas - a adjudicação in-house em particular*, Coimbra: Wolters Kluwer/Coimbra Editora, 2010.

FIGUEIREDO DIAS, JOSÉ EDUARDO, *A certificação e a eficiência energéticas dos edifícios*, in JORGE MIRANDA/CARLA AMADO GOMES, *Temas de Direito da Energia*, Cadernos O Direito - nº 3, Coimbra: Almedina, 2008, pp. 139-162.

GARRY, THOMAS, *Turning buildings green. Instruments for improving the energy performance of existing buildings*, in *New Zealand Journal of Environmental Law*, (12), 2008, pp. 233-276.

GONÇALVES, PEDRO, *Entidades Privadas com Poderes Públicos*, Coimbra: Almedina, 2005.

HANCHER, LEIGH/JANSSEN, SALLY, *Shared competences and multi-faceted concepts - european legal framework for security of supply*, in BARRY BARTON (ET. AL.), *Energy Security. Managing risk in a dynamic legal and regulatory environment*, New Yotk: Oxford University Press, 2004, pp. 85-119.

KING, NANCY J./KING, BRIAN J., *Creating incentives for sustainable buildings. A comparative law approach featuring the US and EU*, in *Virginia Environmental Law Journal*, 23, (3), 2005, pp. 397-459.

LEITÃO, ALEXANDRA, *Contratos de prestação de bens e serviços celebrados entre o Estado e as empresas públicas e relações "in house"*, in *Cadernos de Justiça Administrativa*, 65, (Setembro/Outubro), 2007, 12-26.

voltar ao índice

LYSTER, ROSEMARY/BRADBROOK, ADRIAN, *Energy Law and the Environment*: Cambridge University Press, 2006.

MACIEIRINHA, TIAGO, *De Teckal a Coditel Brabant: evolução da jurisprudência comunitária sobre o conceito de controlo análogo*, *O Direito*, Ano 141º, (V), 2009.

MEDEIROS, RUI, *Âmbito do novo regime da contratação pública à luz do princípio da concorrência*, *in Cadernos de Justiça Administrativa*, 69, (Maio/Junho), 2008, pp. 3-29.

RAIMUNDO, MIGUEL ASSIS, *As Empresas Públicas nos Tribunais Administrativos. Contributo para a delimitação do âmbito da jurisdição administrativa face às entidades empresariais instrumentais da Administração Pública*, Coimbra: Almedina, 2007.

RAIMUNDO, MIGUEL ASSIS, *A Avaliação de Impacto Ambiental na Formação e Execução dos Contratos Públicos*, in *O Direito*, ano 142º, (I), 2010, pp. 197-226, recolhido em MIGUEL ASSIS RAIMUNDO, *Estudos sobre contratos públicos*, Lisboa: AAFDL, 2010.

SARAIVA, RUTE, *Qualificações profissionais no âmbito do rendimento energético dos edifícios e da qualidade do ar interior*, in *Revista da Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa*, 47, (1-2), 2006, pp. 111-154.

WOLFF, HANS J./BACHOF, OTTO/STOBER, ROLF, *Direito Administrativo*, Vol. I, trad. port. da 11ª edição alemã, Lisboa: Fundação Calouste Gulbenkian, 2006.

voltar ao início do texto

voltar ao índice

voltar ao índice

Estabilidade do sistema remuneratório das centrais eólicas

Rui Chancerelle de Machete

Advogado

1 - O tema que me foi atribuído prende-se com a estabilidade do sistema remuneratório das centrais eólicas. A sua abordagem exige um brevíssimo enquadramento geral do regime de produção e abastecimento da energia eléctrica em Portugal, no qual se tem vindo a verificar uma evolução bastante acentuada. Quem conheceu o que era o sistema eléctrico português antes do 25 de Abril de 1974 e hoje o compara com aquilo que existe, naturalmente, não pode deixar de notar as grandes diferenças, não apenas físicas, mas também, e sobretudo, jurídicas.

2 - Com efeito, existia em Portugal um sistema eléctrico nacional baseado em empresas produtoras que estavam vinculadas por contratos de concessão ao Estado, na sua maioria concessionárias de energia hídrica, que construíram barragens. Havia também uma empresa de transporte de electricidade e ainda empresas distribuidoras em alta e em baixa tensão. Todas estas empresas eram concessionárias do Estado quanto à rede eléctrica primária e das autarquias quanto à distribuição em baixa tensão, à excepção de alguns serviços municipalizados que distribuíam energia, sendo assim eles próprios titulares de pequenas redes de distribuição.

Este quadro foi sofrendo alterações, nomeadamente no plano da natureza jurídica das concessionárias. Verificou-se a dado passo uma unificação das empresas da rede eléctrica primária, que se associaram sob a égide da Companhia Portuguesa de Electricidade (CPE), ficando de fora pequenas empresas. Após o 25 de Abril de 1974 (nomeadamente na sequência do 11 de Março de 1975), operou-se a nacionalização da CPE, que passou a chamar-se EDP. Foi então largamente discutido se deveria avançar-se para um modelo

voltar ao índice

de concessão única, ou se a natureza pública da EDP, objecto da nacionalização, impedia que essa empresa pudesse ser concessionária de um contrato em que o Estado fosse concedente — questão, de resto, igualmente muito debatida em Itália, na mesma altura, no momento em que a ENEL foi nacionalizada. A EDF há muito que, apesar do seu estatuto de empresa pública, detinha uma concessão do Estado francês que abrangia todas as suas actividades de produção, transporte e distribuição de energia.

Este quadro veio a alterar-se em Portugal por força das directivas comunitárias, que exigiram mudanças muito relevantes. Essas modificações traduziram-se, basicamente, em por um lado a produção de energia eléctrica que antes pertencia ao Estado e era transferida para concessionárias passasse a ser do domínio privado, e, por outro, em as empresas se tornarem titulares de licenças ou autorizações em vez de concessões. Na verdade, a EDP, anteriormente a concessionária mais importante, e detendo mais de 90% de produção de energia, passou a ser produtora com base numa autorização, como todas as restantes produtoras. O transporte de energia em alta tensão manteve-se porém na titularidade do Estado sendo objecto de uma concessão que durante uns tempos foi concedida à EDP, e mais tarde autonomizada na REN. Foi igualmente confiada à iniciativa provada a distribuição em alta tensão que passou também a ser objecto de autorizações.. Mais tarde, processou-se o handbundling, o desmantelamento da EDP em diversas sociedades consoante as funções empresariais de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica que foram atribuídas a cada uma.

Ficámos assim, com a produção e a distribuição a serem exercidas por empresas privadas mediante autorizadas mediante autorização e o transporte a ser objecto de uma concessão por parte do Estado.

Não se mexeu, em razão da autonomia do poder local, na distribuição de energia em baixa tensão (que pertencia e pertence aos municípios). A empresa transportadora manteve assim o contrato de concessão e foi o pivot que permitiu que o Estado mantivesse o controlo sobre o Sistema Eléctrico Nacional, o SEN. Simultaneamente abriu-se oportunidade a novas empresas privadas de se tornarem produtoras de energia eléctrica porque a autorização pelas suas características próprias de acto administrativo, pressupõe a

existência de um direito que é liberto dos entraves ao seu exercício segundo a concepção clássica de Ranelletti.

Deste modo, o universo das entidades produtoras passa a depender da iniciativa económica privada.

Através da autonomização de um regime especial, que separou o auto-produtor do pequeno produtor de energia eléctrica, lançou-se a produção de energia a partir de fontes renováveis, sobretudo de energia eólica. Com efeito, esta foi a fonte que se perfilou, inicialmente, como complementar da hídrica; só no final dos anos 1990/princípio deste século é que a energia voltaica e a energia das ondas passaram a ter maior expressão.

Para completar este quadro descrito em termos muito genéricos, vale a pena referir que estamos em vésperas da superveniência de alterações relevantes, nomeadamente da aliança entre o sector industrial e o dos transportes. Surgem *passereles* entre ambos, como por exemplo a solução do carro eléctrico, bem como a possibilidade de aumentar a produção de energia aproveitando aquilo que os consumidores industriais de energia acabam por não consumir e podem devolver à rede. Trata-se de todo um novo mundo de oportunidades de incremento da produção e do aproveitamento de energia.

3 - Entrando agora mais directamente no tema que aqui nos traz, pode sublinhar-se que o primeiro ponto significativo em matéria de estabilidade de produção eólica se prende com o sistema remuneratório, aplicável aos produtores privados. Um primeiro problema que surge é o da natureza do título jurídico através do qual funcionam os parques eólicos. Esse título jurídico é em principio uma autorização – também pode ser um contrato - e o direito em que constitui o titular traduz-se na possibilidade de injectar na rede pública a energia produzida e que será paga pelo correspondente gestor da rede. Note-se que a electricidade produzida através de moinhos de vento não é susceptível de ser armazenada *qua tale,* devendo ser injectada na rede para ser consumida. Se é possível conservar energia através do armazenamento de água nas barragens, já no caso da energia eólica urge encontrar um ponto de ligação à rede para que a energia possa circular e ser consumida de imediato. De contrário, perder-se-ia.

voltar ao índice

O imperativo de injecção imediata na rede ilumina um outro aspecto: o do transporte até aos consumidores. Em Portugal, a Rede Eléctrica Nacional é do domínio público, mas é necessariamente um bem escasso, um bem que tem uma certa capacidade de absorção de recepção e de transporte de energia. Logo, há que compatibilizar este aspecto da produção e da imediata necessidade da injecção na rede com o problema da capacidade para receber a energia, de a transportar e depois desta ser entregue ao consumidor. Esta natureza física do sistema de produção e transporte de energia, gera algumas condicionantes à viabilidade da energia eólica. Requer nomeadamente que se planeiem os investimentos e o crescimento físico da rede de transporte de modo a que haja equilíbrio entre a produção de energia de fontes renováveis e a capacidade de recepção da rede, entre a oferta de energia de fontes renováveis e a procura de energia no SEN.

O problema de se ter passado de um esquema de concessões — que aliás nunca foi aplicado à energia eólica por não lhe ser adequado — para um esquema de autorizações, traduziu-se na revelação de algumas peculiaridades da figura das autorizações administrativas, que são particularmente interessantes e que vale a pena relevar. A autorização, já se disse, traduz-se em eliminar um impedimento ao exercício do direito, e essa eliminação resulta duma comparação favorável com outros interesses a igualmente ponderar, interesses de carácter público e interesses de terceiros. Essa ponderação permite concluir pela licitude e conveniência do exercício do direito, e daí a autorização. Esta está inicialmente muito próxima do direito de polícia, aliás no direito alemão a figura equivalente designa-se por *Verbot mit Erlaubnisvorbehalt*, a qual é originária do *Polizeirecht*. Já a concessão, podendo embora operacionalizar-se por acto unilateral, mas revestindo cada vez mais a forma de contrato, constitui um determinado número de direitos e obrigações novos em relação ao concessionário e também ao concedente, mas estes últimos derivados da sua anterior posição jurídica. O concedente passa a ser titular de uma importante posição de direcção na execução do contrato podendo até modificá-lo unilateralmente.

Daí que a concessão seja um dos contratos administrativos em que mais se testaram as ideias da necessidade do equilíbrio financeiro e da natureza sinalagmática do negócio. O problema do reequilíbrio financeiro do contrato entronca na questão da admissibilidade de um poder unilateral de

modificação próprio dos contratos administrativos — aceite na doutrina francesa, na espanhola e na portuguesa e também, em certa medida, na doutrina italiana, embora no direito transalpino não exista o instituto dos contratos administrativos. Nas autorizações este *jus modificandi* não teria sentido, uma vez que a liberdade de exercício já existia na esfera jurídica do autorizado como um direito à actividade, tratando-se assim apenas de libertar os entraves a esse exercício. Este entendimento inicial foi-se alterando porque concessões e autorizações se aproximaram funcionalmente. A substituição, por força das directivas comunitárias, da concessão pela autorização — fruto de uma aproximação às regras do mercado e da concorrência —, resulta da ideia dominante no sector da energia de que há que reconstituir um sistema que permita a aplicação da regulação e das leis do mercado em termos similares àqueles que são praticados nos EUA. Veja-se actualmente o que é disposto sobre o mercado interno da electricidade na Directiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Julho de 2009 e na Directiva sobre a promoção da utilização de energia de fontes renováveis 2009/28/CE, de 23 de Abril de 2009.

Este recentramento levou a que se coloquem, a propósito das autorizações, problemas muito similares aos que se detectam no âmbito das concessões, uma vez que, um e outro instituto têm funções muito parecidas. Note-se que a produção de energia eólica envolve investimentos avultados — um moinho de vento tem hoje um custo em Portugal muito próximo de 1 milhão de euros - , pelo que se tem acautelar a rendibilidade do investimento. Há também problemas com os terrenos e no relacionamento com as autarquias locais. Ora, esta necessidade de remunerar o investimento leva a que se deva dar atenção a dois aspectos: por um lado, a autorização, mesmo quando temporária – ela será normalmente concedida por tempo indeterminado, nos termos da Directiva 2006/123/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 12 de Dezembro de 2006, art.º 11, e do art.º 16, n.º 1, do Decreto-Lei 92/2010 de 26 de Julho que a transpôs -, tem que valer o tempo suficiente para garantir uma rentabilidade razoável. Coloca-se assim em relação às autorizações o mesmo problema que existe nas concessões, o de garantir a estabilidade do regime remuneratório.

Neste ponto há pelo menos três aspectos importantes a serem considerados:

voltar ao índice

- *primo*, não sendo a autorização, na sua estrutura, um acto bilateral — pelo contrário, trata-se de um dos exemplos mais clássicos de acto administrativo unilateral — e classificando-se como um acto constitutivo de direitos, tal qualificação coloca a questão de saber como se assegura uma estabilidade que justifique e garanta o investimento, e que não tenha efeitos dissuasores em eventuais novos investidores. Esse problema é resolvido na actual legislação portuguesa, para além de uma tarifa que beneficia o produtor durante um certo número de anos. através daquilo que pode designar-se como um contrato forçado: do lado de quem transporta ou distribui a energia, existe uma obrigação de comprar toda a energia que é injectada na rede pela entidade comercializadora de última instância de acordo com o regime resultante da Directiva de 2006 sobre o mercado interno já citada. É deste modo que se dá a garantia dos preços: o preço é fixado por uma via que depende inicialmente da tarifa beneficiada e depois é fixado pela entidade regulatória tendo em atenção as leis de mercado. Em qualquer caso, o preço da electricidade injectada na rede pública é pago pelo gestor da mesma;

- *secundo*, tal obrigação de compra vem prevista num contrato forçado, definido por lei, e acoplado à autorização e que, na prática, é mais importante do que esta; é daí que resulta a obrigação de adquirir toda a energia que é produzida pelo preço fixado na tarifa ou mais tarde estipulado pelo regulador.

A obrigação de compra por parte do gestor da rede pública é prevista desde 1999 pelo Decreto-Lei 189/88, de 27 de Maio, na versão republicada pelo Decreto-Lei 168/99, de 18 de Maio, art.º 19, 1.

É sobre essa dimensão da relação autorizativa que poderão incidir as modificações e se elas são resolvidas de molde a garantir a equação do equilíbrio económico e financeiro da autorização. Na verdade, trata-se de problemas que entroncam na questão da aplicação da lei no tempo a esse contrato, quer relativamente ao tarifário quer a condições técnicas de funcionamento — que têm custos acrescidos. Toda a complexidade que envolve a possibilidade de alterações evidencia que os institutos de concessão e autorização, do ponto de vista funcional, têm vindo, progressivamente, a aproximar-se e tal aproximação faz despontar problemas jurídicos muito estimulantes;

voltar ao índice

– *tertio*, a obtenção da autorização alerta para questões relacionadas com procedimentos pré-contratuais e de salvaguarda da concorrência. Não raras vezes, a autorização passa a ser obtida, normalmente, por concurso de candidatos a produtores, sendo estes regulados em termos do Código dos Contratos Públicos. As entidades públicas visam promover o interesse público e o da concorrência. Este último conceito nasceu no direito privado e destina-se funcionalmente a proteger o mercado. Os particulares que actuam no mercado têm uma estrutura capitalista, são sociedades privadas, pretendem obter lucro. Entre a concorrência e o interesse público tradicional podem surgir conflitos quanto à respectiva predominância. A entidade reguladora, por outra parte, encontra-se frequentemente perante relações jurídicas administrativas poligonais de que resultam litígios que tem que dirimir orientando-se pela protecção da concorrência. São aspectos novos que caracterizam o direito de regulação como novo sub-ramo do direito administrativo e que abrem perspectivas de construção dogmática extremamente promissoras, quer no direito material quer no direito processual administrativos.

voltar ao início do texto

voltar ao índice

voltar ao índice

A produção de energia em ambiente marinho

Marisa Caetano Ferrão

Mestre em Direito

NOTA DOS COORDENADORES:

Este texto corresponde à desgravação da intervenção proferida pela Mestre Marisa Caetano Ferrão. O súbito e trágico falecimento da Autora impediu a sua revisão pela própria. Os coordenadores entenderam, no entanto, que dado o interesse da matéria e a vontade que a Autora manifestou em divulgar mais amplamente a informação veiculada, se justificava a publicação sem essa (impossível) revisão.

Assim, procedemos à desgravação com alterações mínimas das palavras da Autora, dando o texto à publicação neste livro digital como forma de a homenagear postumamente.

Gostaria, em primeiro lugar, de deixar algumas notas introdutórias sobre aspectos tecnológicos da comunicação, porque me parecem relevantes para a compreensão das especificidades do aproveitamento da energia das ondas, bem como para sublinhar a importância de termos actualmente em Portugal um regime jurídico específico sobre esta matéria. Devo dizer, aliás, que é assunto muito pouco estudado, nos seus matizes jurídicos, tanto a nível nacional, como a nível internacional, o que dificulta a pesquisa bibliográfica dos novos estudiosos.

Em termos gerais, no que diz respeito ao potencial energético, podemos dividir os tipos de energia cuja fonte é o mar em quatro:

i) energia das ondas (efeito do vento no oceano);

ii) energia das marés (fruto da interferência da Lua e do Sol sobre o campo gravítico da Terra);

voltar ao índice

iii) energia térmica dos oceanos, vulgarmente chamada OTEC (consequência da incidência da radiação solar);

iv) energia das correntes marítimas (originada pelas variações de temperatura e salinidade e pela acção das marés).

Por motivos de exiguidade de tempo e em virtude da referenciada especificidade desta matéria, irei doravante apenas debruçar-me sobre a energia das ondas.

Numa breve análise histórica do aproveitamento deste tipo de energia, sabemos que as primeiras patentes de dispositivos de aproveitamento da energia das ondas foram concebidas nos finais do século XVIII. Contudo, a primeira vez em que existiu uma aplicação industrial ocorreu no Japão, mais concretamente em 1960, em bóias de sinalização marítima. Em meados da década de 1970, houve um grande desenvolvimento da tecnologia relativa ao aproveitamento da energia das ondas, sendo certo que a evolução está directamente relacionada — e sempre o tem estado — com o preço do petróleo. Essa ligação evidenciou-se nas décadas de 1980 e 1990, quando a investigação tecnológica neste domínio sofreu um recesso em virtude da diminuição do preço do petróleo. Actualmente, em termos tecnológicos, a investigação encontra-se em grande progresso, quer ao nível da concepção quer da experimentação, embora a utilização deste tipo de energia seja ainda bastante incipiente.

Como principais vantagens da energia das ondas podemos apontar:

- Tratar-se de uma energia limpa, quer na concepção dos dispositivos quer na produção;
- Tratar-se de uma energia abundante (embora o potencial energético das ondas varie consoante as zonas do globo);
- Tratar-se de uma energia sustentável;
- Tratar-se de uma fonte relativamente previsível (mais do que a energia solar e a energia eólica).

A título de desvantagens, refira-se que:

- A tecnologia utilizada para o seu aproveitamento ainda é muito cara

(trata-se, provavelmente, da maior desvantagem);

- Os dispositivos estão bastante vulneráveis às condições climatéricas, nomeadamente, a tempestades.

No que diz respeito à distribuição do fluxo médio ao nível do globo, pode afirmar-se que o potencial energético varia bastante, existindo algumas zonas — nomeadamente, ao largo da Nova Zelândia e ao largo do Reino Unido — em que o potencial energético é bastante grande. Portugal, não detendo dos maiores potenciais, possui um considerável potencial energético proveniente desta fonte (médio alto), facto que, conjuntamente com outras circunstâncias, torna o nosso país propício ao aproveitamento deste tipo de energia.

Saliente-se o valor de 70 ao norte da Irlanda e da Escócia, que denuncia a presença de uma das centrais piloto europeias numa ilha ao largo da Escócia, mais concretamente, a ilha de Islay. Atente-se identicamente na outra central piloto europeia, portuguesa, situada na ilha do Pico nos Açores, um local onde o potencial energético das ondas é bastante grande — v. **Figura 1,** em anexo.

Relativamente aos dispositivos, a sua classificação realiza-se normalmente de acordo com a profundidade das águas onde se encontram colocados, podendo identificar-se três tipos de dispositivos:

i) dispositivos onshore ou shoreline;

ii) dispositivos nearshore;

iii) dispositivos offshore.

Os dispositivos onshore ou shoreline são instalados, em regra, na costa, mais concretamente, em quebra mares ou em molhes. Os dispositivos nearshore encontram-se normalmente colocados próximos da costa embora esta classificação não esteja relacionada com a proximidade à costa, mas sim com a profundidade das águas — daí que estes dispositivos estejam situados em profundidades entre 10 a 25 metros, sendo assentes no fundo do mar. Já no que toca aos dispositivos offshore — os mais frequentes —, eles detectam-se, em princípio, a uma maior distância da costa, em profundidades entre 50 a 80 metros e são dispositivos flutuantes.

voltar ao índice

Estes dispositivos revelam vantagens e desvantagens, a saber:

- No que diz respeito aos dispositivos onshore, as principais vantagens prendem-se com a facilidade da sua instalação e manutenção (pela proximidade à costa), com a ausência de amarrações dos próprios dispositivos ao fundo do mar, e ainda da desnecessidade de grandes extensões de cabos eléctricos que façam o transporte de energia para terra. Relativamente às desvantagens, aponte-se: o seu maior impacte ambiental (nomeadamente, impacte visual); a menor potência média das ondas devido à rebentação e ao atrito com o solo marinho; as limitações no que respeita ao local de colocação dos dispositivos, em virtude de ser necessário seleccionar um local na costa onde a profundidade das águas seja relevante, por norma bastante difícil de encontrar.

- No tocante aos dispositivos offshore, as vantagens derivam de permitirem uma maior exploração do recurso energético das ondas (porque em zonas mais afastadas da costa o potencial energético é maior, por inexistir rebentação, nem haver perdas do valor energético em remoção do atrito com o fundo do mar); de não existirem tantas restrições quanto à sua localização; de o impacto visual ser menor. Como desvantagens, apontem-se: a manutenção e instalação difíceis; a necessidade de sistemas de ancoragem ao fundo do mar (eis um dos maiores problemas, em caso de tempestades, porque, em regra, os dispositivos desprendem-se do fundo do mar e ficam à deriva); a necessidade de utilização de longos cabos de transporte da energia para as centrais receptoras em terra.

Um dos maiores problemas relativamente ao aproveitamento da energia das ondas por centrais offshore diz respeito à necessidade da conciliação dos vários usos no mar, que enunciarei brevemente.

i) Referiu-se a indispensabilidade da existência de cabos eléctricos que transportem a energia eléctrica para terra. Ora, a colocação destes cabos é complexa e envolve a verificação da existência de canhões submarinos (canhões são vales profundos no fundo do mar), bem como averiguar se não existem já cabos eléctricos colocados no fundo do mar para outro tipo de efeitos. Claro que os cabos não ficam sempre colocados da mesma maneira,

dependendo do dispositivo utilizado: em locais situados mais perto da costa, os cabos ficam enterrados no fundo do mar; em profundidades um pouco maiores ficam assentes no fundo do mar; e quando estamos a falar de grandes distâncias à costa, têm que ficar a flutuar a meia coluna com pesos que impeçam que venham à tona;

ii) Mencionou-se também a necessidade de presença de pontos de ligação à rede eléctrica junto à costa. Relativamente a este aspecto, a situação em Portugal é particularmente boa;

iii) Deve conceber-se um regime de protecção dos cabos submarinos já colocados;

iv) Devem sinalizar-se os parques de energia das ondas e dos cabos eléctricos submarinos, em atenção à navegação. De resto, devem evitar-se as zonas de intensa navegação de recreio, as zonas de pesca intensiva e as zonas de acesso aos portos;

v) Há que respeitar as condicionantes derivadas da existência de áreas protegidas ou reservas naturais, embora, ao contrário do que se possa pensar, nem sempre a existência de uma área protegida ou de uma reserva natural seja impeditivo da instalação de um dispositivo de aproveitamento da energia das ondas. Por exemplo, um parque de energia das ondas na Dinamarca foi instalado numa reserva natural porque se entendeu que o impacte sobre a fauna era apenas temporário (durante a instalação) e insignificante (durante o funcionamento);

vi) Há que ponderar os interesses relacionados com a pesca, pois a instalação destes dispositivos gera normalmente reticências por parte dos pescadores e das empresas relacionadas com a indústria pesqueira. Ora, os peritos entendem que o impacto destas instalações na pesca pode nem se verificar ou ser insignificante. Assinalam-se situações em que a instalação dos dispositivos e a construção dos parques de energia das ondas, constituindo zonas vedadas à pesca, podem funcionar como recifes naturais que permitam um maior desenvolvimento das espécies;

viii) A conciliação com a pesquisa e exploração de hidrocarbonetos é complexa e revela-se, em princípio, incompatível com o aproveitamento da

energia das ondas — o que desaconselha a possibilidade de colocação de dispositivos desse tipo;

ix) O risco adveniente das zonas de exercícios militares recomenda identicamente a evitação destas áreas.

O impacte ambiental dos dispositivos offshore, em regra, não é significativo. O efeito visual depende do tipo de dispositivo a utilizar, nomeadamente varia consoante o dispositivo fique submerso ou flutuante, consoante o tamanho do próprio parque e, principalmente, tendo em consideração a visibilidade deste a partir da costa. Quanto aos dispositivos nearshore, só haverá conflito com valores paisagísticos se os locais tiverem aproveitamento turístico. Nenhum dos dois tipos de instalações gera poluição sonora relevante, nem tão pouco provoca alterações da qualidade do meio marinho (recorde-se que estes dispositivos não necessitam de combustível e refira-se que as tintas anti-incrustação utilizadas são-no em quantidades mínimas).

Sobre a situação portuguesa, sublinhe-se que o nosso país tem condições propícias ao aproveitamento deste tipo de energia, por várias razões:

1. Em primeiro lugar, as características da nossa costa: já se apontou que o potencial energético é médio-alto e, por haver águas profundas perto da costa, é possível instalar dispositivos offshore relativamente perto do litoral. A existência de infra-estruturas de apoio ao longo da costa é também uma característica favorável — existem muitos portos, estaleiros de reparação naval e uma rede eléctrica nacional bastante disseminada.

2. Em segundo lugar, as condições de compra da energia produzida são também favoráveis, pois existe uma tarifa subsidiada e obrigatoriedade de compra.

3. Em terceiro lugar, realce-se a presença de vários peritos e instituições com conhecimentos científicos relevantes nesta matéria — especialmente o Instituto Superior Técnico, que desde há várias décadas tem desenvolvido estudos nesta matéria.

voltar ao índice

Em Portugal, foram realizados vários estudos com vista à determinação das melhores zonas para o aproveitamento deste tipo de energia. Na **Figura 2**, em anexo, pode ver-se que foi tida em conta a existência: de áreas protegidas; de cabos submarinos já instalados; de zonas de exercícios militares; de zonas de acesso aos portos e de zonas de pesca. No segundo mapa da mesma **Figura**, identificam-se nove zonas, sete indicadas a azul — zonas de primeira fase (onde não há qualquer tipo de conflito de usos com outras utilizações do mar) —, tendo uma delas sido seleccionada para funcionar como zona piloto no âmbito do regime jurídico específico vigente Portugal. Há também uma zona de segunda fase, na qual se verifica um conflito de usos (o que a desaconselha) e detecta-se ainda uma zona de segunda prioridade (identificada a cor de laranja no segundo mapa da **Figura 2**) na qual, muito embora não haja conflito de usos, revela insuficiências no tocante à rede eléctrica.

Como exemplos de aproveitamento deste tipo de energia em Portugal, para além da central piloto dos Açores já mencionada, cumpre aludir à existência do parque de energia das ondas Okeanós, situado ao largo da Póvoa de Varzim. O licenciamento deste parque ocorreu ao abrigo do DL 254/99, de 7 de Julho, entretanto revogado. Trata-se de um dispositivo AWS, autorizada pela Portaria 1357/2003, de 13 de Dezembro, tendo a licença sido concedida pelo Instituto Portuário dos Transportes Marítimos.

Sublinhe-se um aspecto relativo a este parque: inicialmente o local projectado não era a Póvoa de Varzim mas sim ao largo de Viana de Castelo, localização afastada por estudos que demonstraram a sua inadequação. Todavia, o dispositivo acabou por ser desactivado em Dezembro de 2004, devido a anomalias técnicas.

Uma segunda tentativa, com três dispositivos Pelamis — cuja instalação foi autorizada pela Portaria 736-A/2006, de 26 de Julho, e a licença concedida pelo Instituto Portuário dos Transportes Marítimos — não teve melhor sorte. O parque Pelamis foi inaugurado em 23 de Setembro de 2008 e está situado a cerca de 5 km da costa. Na fase piloto, estimava-se que fornecesse energia suficiente para 6.000 habitantes e pensava-se que poderia ser o primeiro parque mundial de aproveitamento comercial de energia das ondas, capaz

de abastecer mais de 60.000 habitantes. O parque acabou por ser também desactivado devido a problemas técnicos e também financeiros.

Dito isto, estamos em condições de avançar para o regime jurídico inserido no DL 5/2008, de 8 de Janeiro. Este diploma pretende, de acordo com o Preâmbulo, "fomentar o desenvolvimento tecnológico e a instalação, nos regimes de demonstração de conceito, pré-comercial ou comercial, de equipamentos de aproveitamento de energia das ondas, atraindo para o País empresas promotoras e produtores de tecnologia". Com efeito, um dos grandes objectivos deste regime jurídico é não só desenvolver este tipo de energia em Portugal, como também atrair investimento estrangeiro nesta matéria. De resto, este diploma vem resolver um problema já pressentido: a simplificação (e agilização) do regime de licenciamento mais simples.

Todos os parques que sejam instalados, ou na zona piloto (a partir do momento em que ela foi criada), ou que estivessem instalados antes numa outra zona ficam, a partir da entrada em vigor deste decreto-lei, submetidos ao seu regime jurídico. Os dispositivos de aproveitamento da energia das ondas instalados após a entrada em vigor deste decreto-lei e fora da zona piloto, estão sujeitos ao DL 224/2007, de 31 de Maio, que revela um regime de licenciamento bastante mais complexo e, sobretudo, mais moroso.

De acordo com o art. 6.º, na zona de piloto tanto podem ser instalados protótipos como verdadeiros parques de energia das ondas. Existirá uma entidade gestora, a quem caberá a exploração da zona piloto em regime de concessão de serviço público, que será responsável pelas licenças de estabelecimento e pelas licenças de exploração dos dispositivos (artigos 3.º/d) e 5.º) — veja-se o mapa ilustrativo da zona piloto numa das zonas de primeira fase antes mencionadas, situada ao largo de São Pedro de Moel (**Figura 3,** em anexo).

De acordo com o DL 5/2008, esta actividade de aproveitamento da energia das ondas pode ser levada a cabo em três tipos de regimes:

1. Regime de demonstração de conceito - um dispositivo que ainda não demonstrou a sua viabilidade em termos económicos e em termos tecnológicos. O objectivo é tentar demonstrar que um determinado conceito "tem potencial para ser técnica e economicamente viável ou que pode

traduzir-se num enriquecimento significativo do conhecimento técnico ou científico";

2. Regime pré-comercial – segundo o DL, "corresponde à fase de exploração de um determinado conceito de aproveitamento da energia das ondas para produção de energia eléctrica cujo potencial de viabilidade técnica e económica se encontra já demonstrado mas que não atingiu ainda o grau de maturidade ou aperfeiçoamento que permita a sua auto-suficiência económica";

3. Regime comercial - "Corresponde à fase de exploração de um determinado conceito de aproveitamento da energia das ondas para produção de energia eléctrica cuja tecnologia já se encontre num estado de maturidade que permita a exploração comercial".

De acordo com o artigo 22º, em qualquer um dos três regimes é necessária, tanto uma licença de estabelecimento, como uma licença de exploração. O artigo 25º prevê prazos máximos da duração destas licenças: aA licença de estabelecimento tem um prazo máximo de 35 anos, enquanto as licenças de exploração dependem do tipo de regime que esteja em causa (no caso de regime de demonstração de conceito, o prazo máximo são 5 anos; no caso do regime pré-comercial e comercial, o prazo máximo são 25 anos). De qualquer forma, nem a licença de estabelecimento, nem a licença de exploração podem ter uma duração superior à da concessão à entidade gestora, que são 45 anos.

Os artigos 32º e 33º reportam-se às preocupações ambientais, portanto, as exigências, estudo das incidências ambientais ou estudos de impacte ambiental.

No artigo 37º prevêem-se regras relativas à fiscalização a cargo da entidade gestora, a previsão de contra-ordenações e de coimas.

Nos artigos 45º e 46º alude-se à responsabilidade pelos danos dos promotores e a exigência de um contrato de seguro.

O DL 238/2008, de 15 de Dezembro, veio aprovar as bases de concessão da exploração à entidade gestora e do regime jurídico a que esta ficará sujeita. A entidade gestora deterá a concessão pelo prazo de 45 anos e

será uma sociedade a constituir pela REN, que detém integralmente o seu capital inicial, o qual deve ser sempre maioritariamente público, independentemente da sociedade que o venha a deter. A título exemplificativo, a concessão inclui:

• A autorização para a utilização da faixa correspondente ao corredor para implantação das infra-estruturas para ligação à rede eléctrica pública, uma vez que cada um dos dispositivos terá que ter um ramal de ligação que fará a ligação à subestação, a construir em terra;

• A autorização para a utilização de recursos hídricos do domínio público hídrico, em regime de concessão;

• A fiscalização da utilização por terceiros (que não os promotores) dos recursos hídricos;

• A competência para atribuição das licenças de estabelecimento e de exploração;

• A competência para autorizar o desenvolvimento de outras actividades para além do aproveitamento da energia das ondas.

Para terminar, a concessão de gestão e de exploração é estabelecida em regime de exclusividade à entidade gestora e a sociedade concessionária. A sociedade gestora deverá elaborar uma proposta de regulamento sobre o acesso à zona piloto e um documento que contenha as regras de utilização pelos promotores das infra-estruturas comuns por onde os ramais de ligação à subestação vão passar.

Bastante importante é a previsão da Base XVII, na qual se refere que: "A partir do 5º ano da data de celebração do contrato de concessão e desde que 25% da área afecta à zona piloto esteja ocupada por projectos de promotores em regime pré-comercial ou comercial, a concessionária paga ao concedente, como **contrapartida pela concessão**, uma anuidade correspondente a uma percentagem sobre as respectivas receitas, em termos a definir no contrato de concessão". Portanto, só a partir do 5º ano e desde que determinadas características estejam verificadas, é que a sociedade gestora começa a pagar esta anuidade ao Estado. Prevê-se também a existência de uma Comissão de Acompanhamento da própria Concessão.

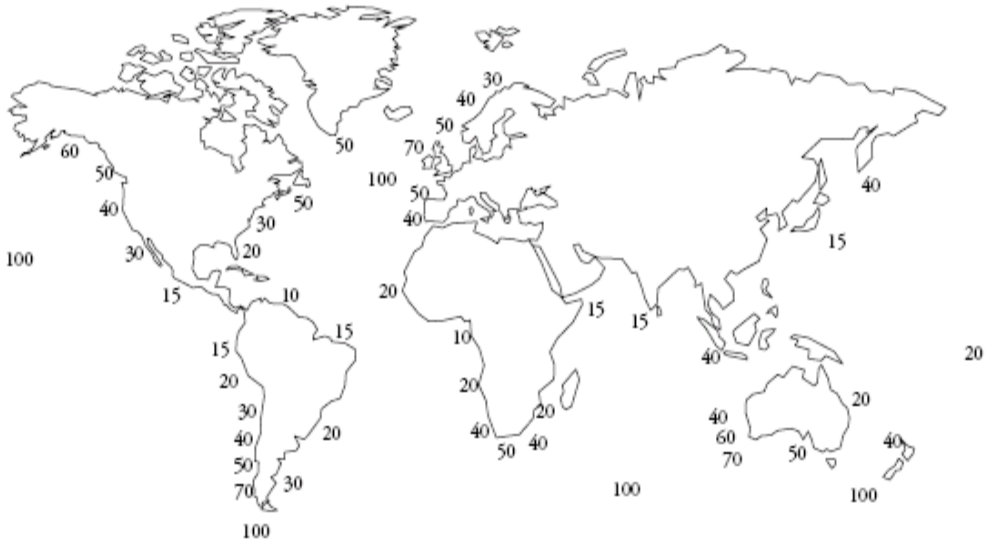
voltar ao índice

Para terminar, a Resolução do Conselho de Ministros n 49/2010 aprovou a minuta do contrato de concessão de exploração, que estabelece basicamente o mesmo que o DL 238/2008. Refiro apenas que a cláusula 19ª diz respeito à tal anuidade que a sociedade gestora deve pagar ao Estado, tendo-a fixado em 5% sobre as respectivas receitas líquidas.

ANEXOS

Figura 1

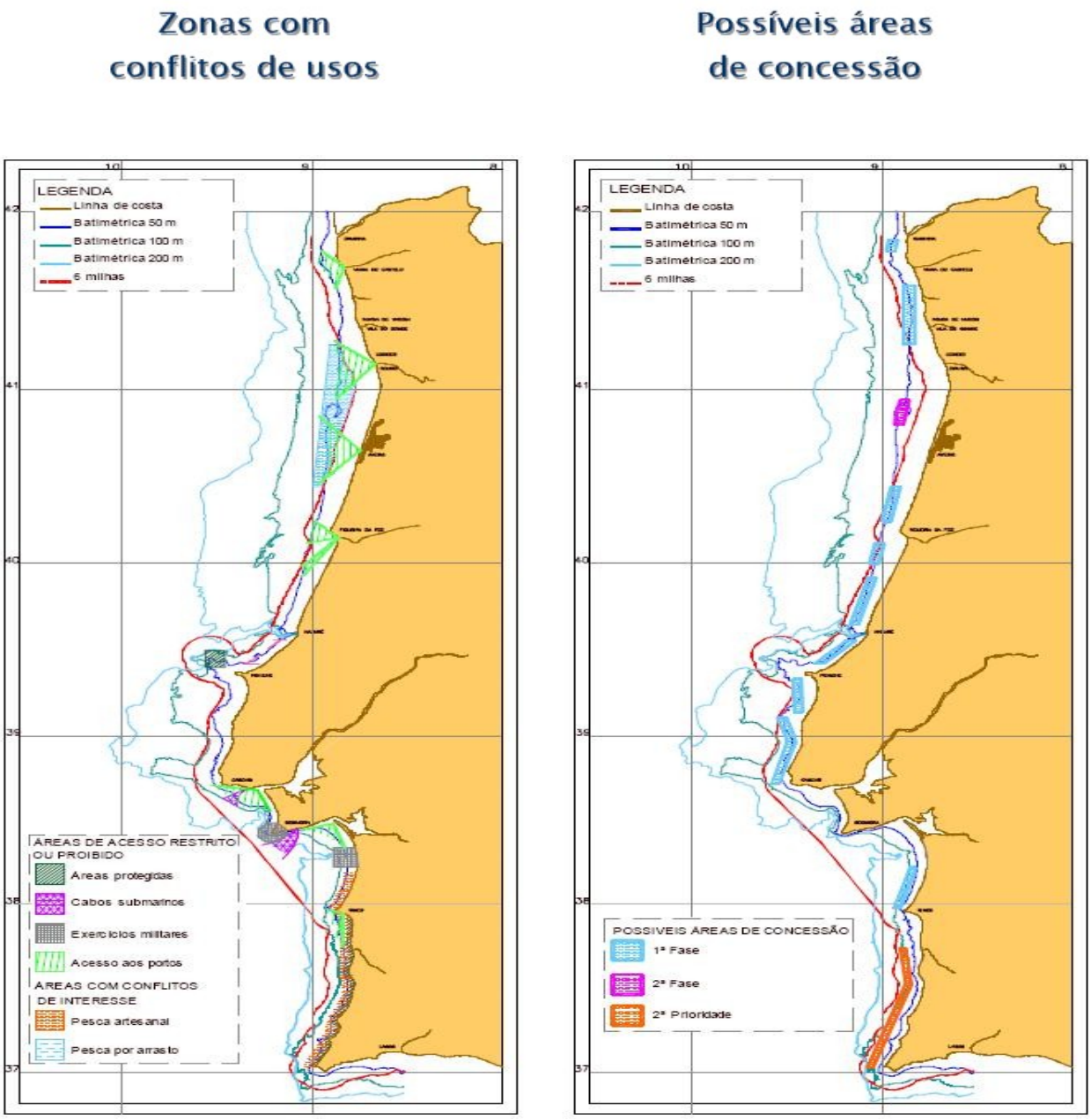
Distribuição do fluxo médio de energia das ondas à escala mundial em KW/m



Fonte: T. W. THORPE, "An Overview of Wave Energy Technologies: Status, Performance and Costs", *in Wave Power: Moving towards Commercial Viability,* 30 November 1999, Broadway House, Westminster, London, pág. 9, disponível em: http://www.wave-energy.net/Library/An%20Overview%20of%20Wave%20Energy.pdf (consultado em 02/06/2009).

voltar ao índice

Figura 2

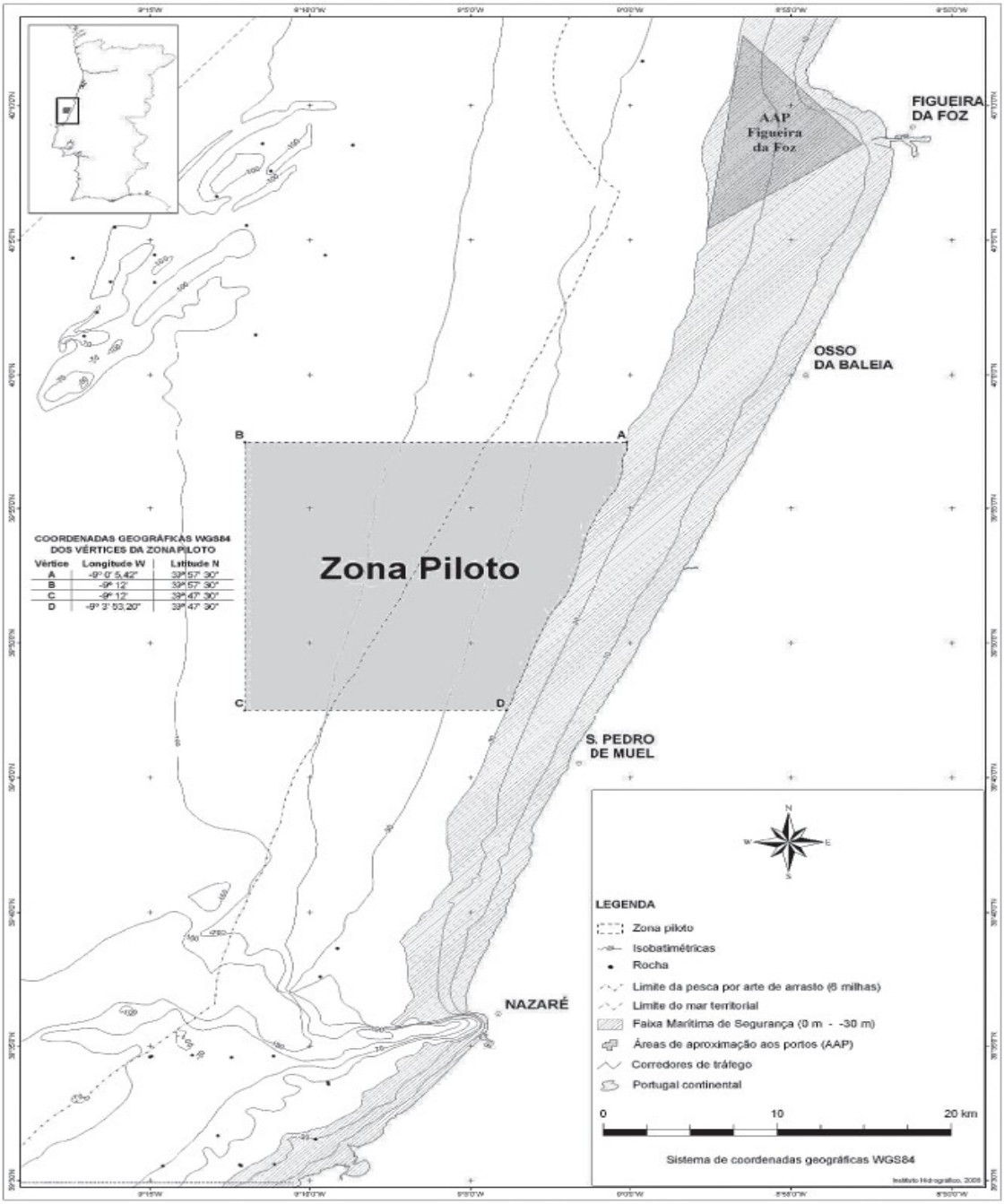


Zonas potencialmente utilizáveis e possíveis áreas de concessão para parques de energia das ondas na costa ocidental Portuguesa

Fonte: WAVE ENERGY CENTRE – CENTRO DE ENERGIA DAS ONDAS, *Potencial e Estratégia desenvolvimento da energia das ondas em Portugal*, 2004, pág. 66, disponível no site do centro de energia das ondas, mais concretamente em http://www.wave-energy-centre.org/pagesp/Relatorio_DGGE.pdf (consultado em 25/05/2008).

voltar ao índice

Figura 3



Mapa ilustrativo da zona piloto onde se pretende fomentar a instalação de dispositivos de produção de energia eléctrica a partir da energía das ondas

Fonte: Decreto-Lei nº 5/2008, de 8 de Janeiro

voltar ao início do texto

voltar ao índice

voltar ao índice

O novo regime jurídico da cogeração
breve apresentação do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 23 de Março *

RUI TAVARES LANCEIRO

Assistente convidado da Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa

Doutorando da Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa

1. Considerações gerais

O Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de Março[1], que é objecto da presente exposição, veio proceder à aprovação do novo regime jurídico da co-geração.

Torna-se, assim, necessário, esclarecer, desde logo, o que se entende por "co-geração".

A co-geração é um processo integrado de produção combinada e simultânea de calor (energia térmica, i.e. de calor útil) e electricidade (energia eléctrica), a partir de um único combustível. O processo pode também incluir a produção de energia mecânica. A co-geração permite, assim, por exemplo, aproveitar o calor residual originado em processos termodinâmicos de geração de energia eléctrica.

Trata-se, assim, não de uma forma de exploração de fontes de energia renováveis – a co-geração é independente da fonte de energia utilizada –, mas de um processo que procura alcançar um aumento do rendimento da fonte de energia em causa.

1* O presente texto corresponde à intervenção realizada na Conferência sobre «Ambiente e Energia», organizada pelo Instituto de Ciências Jurídico-Políticas, na Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa, no dia 21 de Outubro de 2010, sob o tema «*Regime jurídico da co-geração*».

Refira-se, desde já, que o Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de Março, foi objecto de alterações em sede de apreciação parlamentar, através da Lei n.º 19/2010, de 23 de Agosto voltar ao índice

Como exemplos de sectores onde a cogeração pode ser aplicada temos, as indústrias cerâmica, petroquímica e química, têxtil e de produção de pasta de papel, as grandes superfícies comerciais, os hotéis, os hospitais ou edifícios de escritórios.

Começaremos, na exposição, por fazer uma breve apresentação deste novo regime e por explorar os motivos que justificaram a necessidade de revisão do regime jurídico da co-geração. De seguida, iniciaremos o estudo do regime propriamente dito, começando por nos debruçar pela definição de cogeração, para tratar de seguida os tipos de cogeração constantes do regime jurídico da co-geração. Após este momento inicial, passaremos a tratar do regime remuneratório da actividade de cogeração e do licenciamento para a produção em instalação de cogeração e licenciamento de exploração desta actividade. Por fim, abordaremos a temática das garantias e dos certificados de origem.

2. Breve apresentação do novo regime jurídico da cogeração

O Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de Março, como já referimos, veio proceder à aprovação do novo regime jurídico da co-geração, procedendo à revisão do regime anterior que constava do Decreto-Lei n.º 538/99, de 13 de Dezembro[2].

O Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de Março, vem regular o regime remuneratório da produção em cogeração, estabelecendo as suas diversas modalidades. O diploma regula igualmente o acesso à actividade de produção em cogeração, em especial o procedimento de atribuição da licença em cogeração, e a actividade em si, estabelecendo os direitos e os deveres do cogerador. O regime das garantias de origem é também objecto de uma regulação, pela primeira vez neste campo. O Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de Março, contém, também o regime dos relatórios e deveres de informação e, por fim, as regras relativas à fiscalização e auditorias e o respectivo regime sancionatório.

[2] O Decreto-Lei n.º 538/99, de 13 de Dezembro, foi alterado pelos Decretos-Leis n.º 312/2001, de 10 de Dezembro, e n.º 313/2001, de 10 de Dezembro, tendo revogado o regime anterior, que constava do Decreto-Lei n.º 186/95, de 27 de Julho. Este diploma veio a ser regulado por um conjunto de portarias: as Portarias n.º 57/2002, n.º 58/2002, n.º 59/2002 e n.º 60/2002, todas de 15 de Janeiro.

voltar ao índice

O novo diploma legal sofre, no entanto, de diversos problemas de índole formal que vêm tornar a sua interpretação mais complexa, sem um motivo que seja perceptível.

3. A necessidade de revisão do regime jurídico da co-geração

A necessidade de aprovação de um novo regime que regule a produção em co-geração derivou, desde logo, do Direito da União Europeia. De facto, a entrada em vigor da Directiva n.º 2004/8/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de Fevereiro[3], relativa à promoção da cogeração com base na procura de calor útil no mercado interno da energia e que altera a Directiva n.º 92/42/CEE, de 21 de Maio, tornaram necessária a adaptação do regime jurídico que regulava a actividade de cogeração. Esta será a razão mais próxima para a aprovação do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 23 de Março. No entanto, não podemos deixar de chamar à atenção para o facto de esta transposição se ter feito muito para além do prazo estabelecido na Directiva, que era 21 de Fevereiro de 2006 (cfr. artigo 15.º da Directiva).

A necessidade de aprovação da Directiva foi justificada pela necessidade de dar resposta aos novos desafios organizacionais e ambientais do sector energético, de uma forma geral, e do sector eléctrico, de uma forma particular. Estes novos desafios, no que diz respeito ao sector energético, estão relacionados com o objectivo de desenvolvimento de um mercado interno da energia[4]. No que diz respeito ao ambiente, a Directiva veio tentar proceder a uma maior coordenação das políticas ambiental e energética, de forma a viabilizar o cumprimento de compromissos internacionais, em particular quanto à limitação das emissões dos gases que provocam o efeito de estufa, objecto da Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas e do seu Protocolo de Quioto. De facto, a utilização da co-geração, orientada

[3] A Directiva foi alterada pelo Regulamento (CE) n.º 219/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de Março de 2009.

[4] Este objectivo foi prosseguido pela Directiva n.º 2003/54/CE, de 26 de Junho, transposta para a ordem jurídica nacional pelo Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, que define as bases gerais da organização e funcionamento do Sistema Eléctrico Nacional (SEN), e pelo Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, que desenvolve estas bases.

voltar ao índice

para uma poupança de energia primária, pode desempenhar um papel importante para dar cumprimento ao Protocolo de Quioto da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre as alterações climáticas, bem como a qualquer série de medidas políticas para respeitar futuros compromissos nessa área, em especial devido aos seus potenciais benefícios em termos de poupança de energia primária, de supressão de perdas na rede e de redução das emissões.

Para garantir a prossecução destes objectivos, a Directiva n.º 2004/8/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de Fevereiro, vem regular as condições de funcionamento das unidades de cogeração, para garantir que estas, de facto, conduzem a poupanças de energia primária. A esse nível, e por motivos de transparência e de possibilidade de controlo e comparação, foi necessário proceder à fixação – harmonizado a nível europeu – do conceito de "cogeração" e de "calor útil" para efeito de cogeração, bem como de critérios para determinar e avaliar a sua eficiência energética – na medida em que apenas será conveniente apoiar as cogerações eficientes. Também foi estabelecido um método de cálculo harmonizado da electricidade produzida em cogeração, bem como das necessárias orientações em matéria de implementação, tendo em conta metodologias como as que são actualmente utilizadas pelas organizações europeias de normalização.

O novo regime jurídico da cogeração veio, assim, transpor para a ordem jurídica nacional, com 4 anos de atraso, esta Directiva. A esse nível, o diploma nacional veio regular inovatoriamente as condições de funcionamento das unidades de cogeração, em especial no que diz respeito a critérios para determinar e avaliar a eficiência energética da cogeração. De facto, um dos principais objectivos do novo regime foi a promoção da cogeração energeticamente eficiente – ou seja, abandonou-se o apoio à cogeração independentemente da sua eficiência energética, que vigorava no regime anterior, o que tinha o efeito pernicioso de possibilitar as "falsas cogerações" (por exemplo, instalações de produção de electricidade que procuravam a qualificação de unidades de cogeração como forma de beneficiar do respectivo tarifário, apesar de o calor produzido não ser utilizado ou não ser utilizado de forma eficiente).

voltar ao índice

O regime veio também inovar relativamente ao licenciamento das unidades, que é moldado pelo sistema aplicável à produção de electricidade em regime ordinário, com as necessárias adaptações, procedendo-se à sua simplificação e à prossecução de objectivos de desmaterialização de procedimento. Por outro lado, é abandonado o paradigma de existência de uma diferenciação face não só à potência em causa, mas também ao combustível em causa (cfr. artigo 10.º, n.º 2, alínea c), do Decreto-Lei n.º 538/99, de 13 de Dezembro).

4. A definição de cogeração no regime jurídico da co-geração

O novo regime jurídico da co-geração define cogeração como a produção simultânea, num processo integrado, de energia térmica e de energia eléctrica e, ou se for o caso, mecânica (cfr. artigo 1.º, n.º 2).

Por sua vez, o artigo 2.º, n.º 1, refere que o diploma em causa se aplica à produção de energia eléctrica e mecânica e de calor útil produzidos em cogeração. Esta especificação parece-nos algo redundante face à definição de cogeração que referimos no parágrafo anterior – bastaria, em bom rigor, dizer que o diploma se aplicava à actividade de cogeração. No entanto, este preceito contém uma diferença relativamente à referida definição de cogeração – o facto de se falar em "calor útil" e não em "energia térmica".

Esta diferença é significativa uma vez que permite fazer a ponte com a questão já anteriormente abordada da necessária eficiência energética da cogeração. De facto, nos termos do artigo 2.º, n.º 2, por "calor útil" entende-se «a parte da energia térmica produzida num processo de cogeração a fim de satisfazer uma procura economicamente justificável de calor ou de frio, excluindo os consumos nos sistemas auxiliares internos de produção energética». Assim, na noção de "calor útil" existe uma necessária ligação com a necessidade de «satisfazer uma procura economicamente justificável de calor ou de frio» - que é definido pelo n.º 3 do mesmo artigo como «a procura que não excede as necessidades de calor ou frio e que, se não fosse utilizada a cogeração, seria satisfeita nas condições do mercado mediante outros processos de produção de energia». São estes os elementos inovadores, introduzidos pela Directiva, que prosseguem o objectivo de garantir que o regime da cogeração apenas se aplica àquela que seja eficiente em termos

energéticos, contribuindo para a prossecução dos seus objectivos gerais, em especial dos relativos à política ambiental e à diminuição de emissões de gases com efeito de estufa. Afastam-se, assim, as designadas "falsas cogerações" em que a produção conjunta de electricidade e calor não correspondia à resposta de uma verdadeira necessidade económica, mas, por vezes, a um mero aproveitamento do regime tarifário mais benéfico concedido à produção de energia eléctrica em cogeração.

Assim, da relação entre o artigo 1.º, n.º 2, e o artigo 2.º, n.º 1, parece resultar que o novo regime jurídico da cogeração apenas se aplica às cogerações que envolvam a produção de "calor útil", isto embora a definição legal de cogeração seja mais abrangente.

Existe, no entanto, um problema relativo ao âmbito do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 23 de Março, na medida em que este apenas parcialmente transpõe a Directiva. De facto, não existe referência no corpo do diploma ao facto de o seu âmbito também abranger as tecnologias que são consideradas pela Directiva como tecnologias de cogeração – e que, nos termos do artigo 2.º da Directiva, deveriam estar inseridas no âmbito de aplicação do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 23 de Março.

Repare-se que o Decreto-Lei foi publicado com um anexo I, onde até se elencam as «Tecnologias de cogeração abrangidas pelo presente decreto-lei». No entanto, no texto do Decreto-Lei não é feita referência a este anexo, em especial no seu artigo 2.º (que trata do seu âmbito), o que nos leva a colocar dúvidas relativas à sua utilidade, ao seu significado, à sua interpretação ou ao seu valor legal.

De facto, a tradição legística portuguesa obriga a que o corpo do acto legislativo que contém determinado anexo se refira a esse facto, referindo expressamente que a esse anexo sua parte integrante. O mesmo resulta, aliás, das regras de legística na elaboração de actos normativos publicadas em anexo à Resolução do Conselho de Ministros n.º 77/2010, de 11 de Outubro, que aprovou o Regimento do XVIII Governo Constitucional (cfr. artigo 12.º, n.ºs 1 e 4, do anexo III da Resolução do Conselho de Ministros n.º 77/2010, de 11 de Outubro).

O facto de o anexo ter sido publicado em Diário da República após o diploma, sem que este, no entanto, a ele se refira em parte alguma do seu

corpo, levanta a dúvida de qual a sua utilidade – para que é que foi publicado? –, qual o seu significado – porque é que foi publicado? –, e como deve ser interpretado.

Trata-se, claramente, de uma incorrecção de carácter formal do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 23 de Março, que, no entanto, tem consequências materiais por, efectivamente, deixar de fora do âmbito de aplicação do diploma as tecnologias listadas no seu anexo I – deixando, aliás, a dúvida sobre se esse anexo será ou não parte integrante do diploma, ou seja, se terá ou não força e valor de lei. O facto de o diploma não integrar no seu âmbito as tecnologias referidas no seu anexo I tem como consequência a desconformidade entre a ordem jurídica portuguesa e as suas obrigações ao nível do Direito da União Europeia. A conclusão mais simples, parece-nos, será fazer uma interpretação do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 23 de Março, de forma conforme com a Directiva[5]. Embora possa ser discutível que se trate de um caso clássico de interpretação conforme com o Direito Comunitário, cremos que o princípio que o diploma de transposição deve ser lido em conjunto com a Directiva que pretende transpor e de acordo com o princípio da cooperação leal, estabelecido no artigo 4.º, n.º 3, do Tratado da União Europeia se aplicará aqui, impondo que se desconsidere a incorrecta transposição do âmbito da Directiva. Deve concluir-se, assim, no sentido de que o Decreto-Lei n.º 23/2010, de 23 de Março, deve ser interpretado no sentido de abranger também no seu âmbito de aplicação as tecnologias elencadas no seu anexo I (que deve ser interpretado como integrando o diploma). Se assim não for, Portugal encontra-se em incumprimento do Direito da união Europeia.

Adite-se, aliás, apenas como nota, que também não se compreende por que motivo a primeira referência no Decreto-Lei n.º 23/2010, de 23 de Março, a um

[5] Cfr., por exemplo, sobre esta matéria, FAUSTO DE QUADROS, *Direito da União Europeia*, Coimbra, Almedina, 2004, pp. 192 ss.; M. LUÍSA DUARTE, *Direito da União e das Comunidades Europeias*, vol. I, t. I, Lisboa, Lex, 2001, p. 218; J. L. CARAMELO GOMES, *O juiz nacional e o direito comunitário*, Almedina, 2003, p. 74.

Sobre este tema, cfr. também por exemplo, os Acórdãos do Tribunal de Justiça da União Europeia nos seguintes processos: Proc. n.º 148/78, *Ratti*, [1979] Col. 1629; Proc. n.º 14/83, *von Colson*, [1984] Col. 1891; Proc. n.º 157/86, *Murphy*, [1988] Col. 673; Proc. n.º C-109/89, *Marleasing*, [1990] Col. I-4135; Proc. n.º C-91/92, *Faccini Dori*, [1994] Col. I-3325; Proc. n.º C-262/97, *Engelbrecht*, [2000] Col. I-7321; Proc. n.º C-240/98, *Oceano Grupo*, [2000] Col. I-4941; Proc. n.º C-462/99, *Connect Áustria*, [2003] Col. I-5197, considerando 38; Proc. n.º C-160/01, *Mau*, [2003] Col. I-4791, considerandos 35-36; Proc. n.º C-397/01, *Pfeiffer*, [2004] Col. I-8835, considerando 113.

voltar ao índice

anexo é feita ao seu anexo III (cfr. artigo 3.º, n.º 4) – o que concluir então relativamente aos anexos I e II? Repare-se, no entanto, que o anexo II chega a ser referido no texto (ao contrário do anexo I), mas apenas no artigo 21.º, n.º 2 – no entanto, esse facto, e o facto de o preceito em causa o considerar parte integrante do diploma, resolve parte do problema que se encontra por resolver no caso do anexo I.

Não se pode deixar de chamar à atenção para um outro aspecto formal que nos parece incorrecto no Decreto-Lei n.º 23/2010, de 23 de Março: a dispersão das diversas definições de conceitos essenciais à interpretação do diploma. Como foi já assinalado, por exemplo, enquanto que a definição de cogeração se encontra no artigo relativo ao objecto do diploma (artigo 1.º), as restantes definições com que trabalhámos se encontram espalhadas pelo artigo 2.º. Este é um fenómeno que se repete diversas vezes ao longo do diploma[6].

Refira-se que a interpretação do diploma em muito é prejudicada pela ausência de um preceito que aglutine as diversas definições, que se encontram espalhadas um pouco por todo o diploma. De facto, a existência de um preceito deste tipo corresponde a necessidades de clareza e de segurança jurídica, uma vez que, existindo casos de expressões que se repetem ao longo do texto do diploma, que é longo, o exercício interpretativo de detectar onde se encontram as definições das diversas expressões em causa é desnecessariamente complexo. Parece-nos que, pelo menos para esses casos, seria útil a existência desta norma definitória – que auxilia o intérprete e torna mais claro o diploma. A ausência deste preceito definitório é tanto mais surpreendente quanto a necessidade da sua existência encontra-se prevista no Regimento do Conselho de Ministros relativamente regras de legística na elaboração de actos normativos publicadas em anexo à Resolução do Conselho de Ministros n.º 77/2010, de 11 de Outubro, que aprovou o Regimento do XVIII Governo Constitucional (cfr. artigo 6.º, n.º 1, do anexo III da Resolução do Conselho de Ministros n.º 77/2010, de 11 de Outubro).

Apesar do dever de o intérprete presumir que o legislador consagrou as soluções mais acertadas e soube exprimir o seu pensamento em termos

[6] Por exemplo, a definição de «eficiência global» encontra-se no artigo 3.º, n.º 5, e a definição de «cogeração renovável» encontra-se no artigo 5.º, n.º 3.

voltar ao índice

adequados, decorrente do artigo 9.º, n.º 3, do Código Civil, não nos ocorre um motivo plausível para tal não ter acontecido.

5. Tipos de cogeração constantes do regime jurídico da co-geração

Para efeitos do respectivo regime remuneratório e regime jurídico, o Decreto-Lei n.º 23/2010, de 23 de Março, estabelece algumas diferenciações entre tipos distintos de cogerações.

Uma primeira distinção possível baseia-se na capacidade instalada das instalações de cogeração. Assim, se a capacidade instalada for inferior a 1 MW, estamos perante cogeração de pequena dimensão (cfr. artigo 1.º, n.º 4); se for inferior a 50 kW, já devemos falar em microcogeração (cfr. artigo 1.º, n.º 5). Não existe designação atribuída às cogerações com capacidade superior a 1 MW.

Enquanto a distinção é útil no que diz respeito à primeira categoria, que conhece especialidades de regime (relativamente aos critérios de eficiência e ao licenciamento), a categoria da microgeração não conhece iguais diferenciações de regime, parecendo-nos uma definição vazia de sentido[7]. No entanto, admitimos que, existindo já na Directiva, o erro poderá ser imputado ao legislador comunitário – embora este pudesse esperar que o legislador nacional a desenvolvesse.

Refira-se, mais uma vez, que não se compreende o motivo pelo qual estas definições se encontram no artigo 1.º do diploma, que tem como epígrafe «objecto».

Uma outra distinção que resulta do diploma é a que é estabelecida entre cogerações eficientes ou de elevada eficiência, constante do artigo 3.º

A cogeração de elevada eficiência a produção realizada em:

a) Instalações de cogeração com uma potência eléctrica instalada superior a 25 MW que tenham uma eficiência global[8] superior a 70 % e uma

[7] Apenas existe uma referência no artigo 26.º, n.º 1, à necessidade de a análise do potencial nacional de cogeração incluir esta realidade.

[8] Para efeitos do diploma, a «eficiência global» de uma instalação «corresponde ao total anual da produção de energia eléctrica e mecânica e da produção de calor útil dividido pelo consumo de combustível utilizado na produção de calor num processo de cogeração e na produção bruta de energia eléctrica e mecânica, sendo

poupança de energia primária relativamente à produção separada de electricidade e calor[9] de pelo menos 10 %;

b) Instalações de cogeração com potência eléctrica instalada entre 1 MW e 25 MW e de que resulte uma poupança de energia primária relativamente à produção separada de electricidade e calor de pelo menos 10 %;

c) Instalações de cogeração de pequena dimensão de que resulte uma poupança de energia primária relativamente à produção separada de electricidade e calor.

O regime, mais uma vez, estabelece critérios objectivos relativos à medição da eficiência de uma unidade de cogeração – bem como à quantificação da poupança de energia alcançada.

De uma forma genérica, a cogeração de elevada eficiência é definida pela poupança de energia que é obtida com a produção combinada de calor e electricidade, em comparação com a produção separada da mesma energia – sendo que, excepto nos casos das unidade de pequena dimensão, uma poupança de energia superior a 10 % permite a classificação na categoria de «cogeração de elevada eficiência».

Em contraposição à «cogeração de elevada eficiência», a «cogeração eficiente» é definida como a produção em cogeração que não pode ser considerada de elevada eficiência, mas em que exista poupança de energia primária (cfr. artigo 3.º, n.º 3).

Apesar de não expressamente prevista no diploma, também é configurável como cabendo no seu âmbito as unidades de cogeração que se dediquem à produção de energia eléctrica e mecânica e de calor útil (cfr. artigo 2.º, n.º 1), mas sem que se verifique a existência de poupança de energia primária. Nesse caso, podemos falar em meras unidades de cogeração que, apesar de se enquadrarem no âmbito do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 23 de Março, não

a eficiência calculada com base no poder calorífico líquido dos combustíveis (também denominado poder calorífero inferior)» - cfr. artigo 3.º, n.º 5.

[9] Para efeitos do diploma, a «poupança de energia primária» é calculada de acordo com a metodologia fixada no anexo III (cfr. artigo 3.º, n.º 4).

voltar ao índice

participam do seu objectivo de eficiência energética. Serão, no entanto, raros esses casos.

6. Regime remuneratório da actividade de cogeração

O Decreto-Lei n.º 23/2010, de 23 de Março, revê o regime remuneratório aplicável à actividade de cogeração – assentando-o em duas modalidades: a geral e a especial.

A modalidade geral é acessível a todas as cogerações, sem restrições de potência instalada (cfr. artigo 4.º, n.º 1, alínea *a)*). Nesta modalidade, a remuneração da energia térmica e eléctrica produzida faz-se principalmente com apelo às regras de mercado – sendo a remuneração pelo fornecimento de energia fixada pelas partes ou, no caso de fornecimento em mercados organizados, a que resultar das vendas em mercado, por exemplo –, ainda que se preveja o pagamento temporário de um prémio de participação de mercado, relativamente a instalações de capacidade instalada igual ou inferior a 100 MW (cfr. artigo 4.º, n.º 2).

A modalidade especial é acessível somente a cogerações com capacidade instalada igual ou inferior a 100 MW que obtenham ligação à rede eléctrica de serviço público (RESP) no âmbito do seu licenciamento (cfr. artigo 4.º, n.º 1, alínea *b)*).

Nesta modalidade a remuneração da energia térmica processa-se em condições de mercado, mas a energia eléctrica é fornecida ao comercializador de último recurso (CUR), para que este proceda à sua comercialização através da rede, em contrapartida de uma tarifa de referência, a qual é complementada com o pagamento de um prémio de eficiência e por um prémio de energia renovável, se for o caso (cfr. artigo 4.º, n.º 3).

A tarifa de referência, o prémio de eficiência, o prémio de energia renovável e o prémio de participação no mercado são pagos pelo CUR ao cogerador e são regulados por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia – que ainda não foi emitida (cfr- artigo 4.º, n.ºs 5).

O prémio de eficiência, o prémio de energia renovável e o prémio de participação no mercado podem ser diferenciados segundo a poupança de

energia primária obtida pela instalação de cogeração, a potência, a tecnologia, o tipo de energia primária e o tipo de procura de calor útil (cfr. artigo 4.º, n.º 7). No entanto, a tarifa de referência não pode ser diferenciada tendo em conta o tipo de energia primária (ou, na letra do artigo 4.º, n.º 6, alínea a), «não pode discriminar, favorável ou desfavoravelmente, uns combustíveis em detrimento de outros») – o que parece contrariar a lógica global do diploma de promoção da redução de emissões de gases com efeito de estufa, na medida em que não permite valorizar a utilização de energias renováveis. A tarifa deve ser variável, de acordo com a «evolução internacional do preço do combustível, à evolução do índice de preços no consumidor e à evolução cambial» (cfr. artigo 4.º, n.º 6, alínea *b)*) – sendo que, mais uma vez, parece existir diversos problemas com esta redacção. Desde logo porque, mais uma vez, não parece tomar em linha de conta as cogerações que utilizam fontes de energia renováveis – *prima facie* porque não possuem "preço internacional".

Por outro lado, parece existir um problema de compatibilização de redacção, na medida em que, por um lado, não pode existir diferenciação de acordo com o "combustível" (de acordo com a alínea *a)* do preceito) mas, por outro lado, a tarifa deve poder variar de acordo com a evolução internacional do preço do "combustível". O que acontece então relativamente à tarifa a pagar a cogerações que utilizam como fonte de energia combustíveis fósseis diferentes, com diferentes preços? Deve-se, assim, fazer uma interpretação da alínea *a)* no sentido de esta não proibir uma verdadeira diferenciação entre fontes de energia utilizadas, mas apenas que algumas sejam promovidas em detrimento de outras.

Por fim, a tarifa deve «reflectir os benefícios ambientais, as perdas evitadas nas redes de transporte e distribuição, a reduzida utilização da rede de transporte e o perfil horário de funcionamento da produção de energia eléctrica, que no seu conjunto reflectem a síntese da distinção do contributo global da cogeração para a poupança de energia primária» (cfr. artigo 4.º, n.º 6, alínea *c)*).

A tarifa de referência, o prémio de eficiência e o prémio de participação no mercado são temporários, não sendo aplicáveis durante toda a exploração da unidade de cogeração. Assim, estes são apenas aplicáveis durante o período de 120 meses após a entrada em exploração da instalação de

cogeração, sendo este período prorrogável por um outro de 120 meses (cfr. artigo 5.º, n.º 1). A redacção dada pela Lei n.º 19/2010, de 23 de Agosto, a este preceito parece limitar o poder de prorrogação que cabe à Direcção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), na medida em que parece bastar ao cogerador demonstrar que a unidade de cogeração cumpre os requisitos de classificação previstos no artigo 3.º

Para além destes dois períodos de 120 meses, pode existir ainda uma prorrogação da aplicação das condições económicas descritas, a conceder pela DGEG, no caso de uma unidade de cogeração sofrer uma reconversão de combustível ou actualização tecnológica de que resulte um investimento superior a 25 % do preço de substituição por equipamento novo.

Existe um regime específico para as cogerações renováveis[10], que continuarão a beneficiar da tarifa de referência, do prémio de energia renovável e do prémio de eficiência independentemente do período de tempo que tenha passado desde o seu licenciamento, desde que se justifique a manutenção da classificação prevista no artigo 3.º. O prémio de participação no mercado deve ser revisto decorridos 120 meses após o início da exploração, nos termos a definir na portaria do membro do Governo responsável pela área da energia que estabelece as restantes condições económicas do regime.

A tarifa de referência, após a prorrogação referida *supra*, de 120 meses adicionais, deve sofrer uma depreciação nos termos do artigo 4.º, n.º 7 – embora não resulte claro da redacção do preceito se é uma decorrência obrigatória da prorrogação ou uma faculdade.

Esta depreciação não pode exceder 1 % por cada ano para os cogeradores cujas instalações tenham uma potência eléctrica instalada inferior ou igual a 20 MW.

A opção pela modalidade especial exclui a modalidade geral – o que significa que o cogerador que opte, por exemplo, pelo fornecimento de energia eléctrica ao CUR, não a pode fornecer a energia a outros clientes. Existe, no entanto uma excepção, prevista para o caso dos fornecimentos de energia eléctrica a cliente ou clientes directamente ligados à instalação de cogeração – nesse caso podem ser acumuladas as duas modalidades (cfr.

[10] Considera-se cogeração renovável, a cogeração em que pelo menos 50 % da energia primária consumida é de origem renovável (cfr. artigo 5.º, n.º 3).

voltar ao índice

artigo 4.º, n.º 4). A ideia parece ser permitir que o fornecimento de energia possa ser feito parcialmente a clientes finais ou a comercializadores em condições de mercado ou, se for o caso, ao CUR, sendo a excedente energia produzida vendida à unidade industrial adstrita à cogeração, considerando as condições económicas de remuneração da energia produzida.

São possíveis mutações de modalidade de regime remuneratório aplicável, desde que verificados determinados períodos de permanência mínimos e sem prejuízo da continuidade da contagem dos prazos de incentivo, sempre iniciados com a entrada em exploração (cfr. artigo 6.º).

O acesso às redes energéticas por parte das cogerações depende da modalidade de regime remuneratório escolhido. No caso das cogerações enquadradas na modalidade especial, o acesso processa-se nos termos do Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de Dezembro, relativo à gestão da capacidade de recepção de energia eléctrica nas redes do Sistema Eléctrico de Serviço Público proveniente de centros electroprodutores do Sistema Eléctrico Independente, enquanto na modalidade geral o acesso se processa em termos similares aos estabelecidos para o regime ordinário de produção de electricidade.

É estabelecido um regime transitório relativo à regulação da remuneração das instalações de cogeração licenciadas à data de entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 23 de Março, nos seus artigos 33.º e 34.º

Por um lado, ressalva-se que estas instalações com licença de exploração anterior poderão continuar a beneficiar do regime de venda de electricidade anterior até que decorram 180 meses após a data de entrada em exploração da cogeração, ou sejam atingidos 120 meses após a entrada em vigor do decreto-lei, consoante a data que primeiro ocorra (cfr. artigo 33.º, n.º 2). Findo este período, as cogerações existentes que se enquadrem no disposto no

artigo 3.º passam a beneficiar do regime definido para a prorrogação do regime remuneratório no artigo 5.º (cfr. artigo 33.º, n.º 4).

Por outro lado, possibilita-se a opção pelo novo regime remuneratório, no caso de as instalações com licença de exploração anterior à entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 23 de Março, se enquadrem no disposto no artigo 3.º e em relação às quais não tenham ainda decorrido 180 meses desde a data de entrada em exploração da instalação ou 120 meses após a entrada

em vigor do mesmo decreto-lei. Basta para tal, informar a DGEG e o CUR dessa pretensão por meios electrónicos (cfr. artigo 34.º, n.º 1).

É também estabelecido um regime transitório para as instalações que já tendo obtido licença de estabelecimento, venham a obter uma licença de exploração (cfr. artigo 33.º, n.º 3, e artigo 34.º, n.º 2).

7. Licenciamento para a produção em instalação de cogeração e licenciamento de exploração

O exercício da actividade de produção em cogeração depende da obtenção de licença para a produção em instalação de cogeração e de licença de exploração.

O procedimento relativo a este licenciamento das instalações de cogeração é regido pelas disposições aplicáveis do Regulamento de Licenças para Instalações Eléctricas (RLIE)[11] e, nesse âmbito, a licença de produção em cogeração integra a licença de estabelecimento prevista no RLIE.

A licença de exploração das instalações é emitida após vistoria para verificação da sua conformidade com os termos da respectiva licença de produção em cogeração e com as restantes normas legais aplicáveis, nomeadamente no que diz respeito a regimes ambientais como o regime jurídico de prevenção e controlo integrados da poluição e o regime jurídico do comércio europeu de licenças de emissão de gases com efeito de estufa. No caso de cogeração de pequena dimensão, a licença de exploração é atribuída com base em termo de responsabilidade de técnico responsável pela exploração de instalações eléctricas (cfr. artigo 8.º, n.s 3 e 4).

A entidade competente para a atribuição das licenças de produção em cogeração e de exploração encontra-se regulada no artigo 9.º, encontrando-se os requisitos para a atribuição da licença de produção em cogeração previstos no artigo 10.º. Aí se inclui, por exemplo, a necessidade de existência de condições de ligação à Rede Eléctrica de Serviço Público (RESP) adequadas à capacidade de recepção de electricidade ou, tratando-se de

[11] O RLIE foi aprovado pelo Decreto-Lei n.º 26852, de 30 de Setembro de 1936, alterado pelos Decretos-Leis n.º 446/76, de 5 de Junho, n.º 517/80, de 31 de Outubro, n.º 272/92, de 3 de Dezembro, e n.º 4/93, de 8 de Janeiro, bem como pela Lei n.º 30/2006, de 11 de Julho.

voltar ao índice

modalidade especial, a prévia obtenção de ponto de ligação à RESP atribuído nos 18 meses antecedentes à apresentação do pedido de atribuição da licença de produção em cogeração, salvo prorrogação (cfr. artigo 10.º, n.º 1, alínea a), e n.º 6). Também é necessário, para a obtenção da licença, que se comprove que foi dado cumprimento à regulamentação aplicável no que respeita à ocupação do solo, à localização, à protecção do ambiente, à protecção da saúde pública e à segurança das populações, bem como que existirá a produção de calor útil que responde a uma procura economicamente justificável.

A este nível, importa realçar a articulação do procedimento de atribuição de licença de produção em cogeração e os procedimentos relativos ao Direito do Ambiente. De facto, podemos elencar várias interconexões entre estes regimes, estando o primeiro condicionado ao cumprimento destes últimos. A mero titulo de exemplo, podemos destacar a necessidade de fazer acompanhar o pedido de licença de declaração de impacte ambiental (DIA) favorável ou condicionalmente favorável ou parecer de conformidade com a DIA, ou comprovativo de se ter produzido acto tácito favorável, quando exigíveis nos termos do respectivo regime jurídico (cfr. Decreto-Lei n.º 69/2000, de 3 de Maio, alterado e republicado pelo Decreto-Lei n.º 197/2005, de 8 de Novembro), ou, se for o caso, decisão do procedimento de avaliação de incidências ambientais (DIncA), quando aplicável nos termos do regime jurídico da Rede Natura 2000, (cfr. Decreto-Lei n.º 140/99, de 24 de Abril, alterado e republicado pelo Decreto-Lei n.º 49/2005, de 24 de Fevereiro, ou do Decreto-Lei n.º 225/2007, de 31 de Maio (cfr. artigo 14.º, n.º 2, alínea *h)*). No caso de o projecto não estar sujeito ao regime jurídico de avaliação de impacte ambiental é necessário obter parecer favorável ou aprovação da localização da instalação de cogeração emitido pela comissão de coordenação e desenvolvimento regional ou câmara municipal territorialmente competentes – cremos o preceito deve ser interpretado no sentido de que esta necessidade só se justifica se o projecto não estiver sujeito a necessidade de avaliação de impacte ou de incidências ambientais, pelo que deve ser essa a interpretação a dar ao artigo 14.º, n.º 2, alínea *j)*.

É também necessário dar cumprimento às obrigações decorrentes do regime de prevenção de acidentes graves que envolvam substâncias perigosas (cfr.

Decreto-Lei n.º 254/2007 de 12 de Julho), quando tal se justifique (cfr. artigo 14.º, n.º 2, alínea *i)*).

Esta interligação não termina com a emissão de licença de produção, uma vez que a licença de exploração deve ser precedida de licença ambiental, nos termos do regime jurídico da prevenção e controlo integrados de poluição (cfr. Decreto-Lei n.º 173/2008, de 26 de. Agosto), quando tal se justifique.

Também pode ser necessário o pedido de títulos de emissão de gases com efeito de estufa, nos termos do Decreto-Lei n.º 233/2004, de 14 de Dezembro.

O procedimento de atribuição de licença de produção em cogeração, regulado nos artigos 13.º e seguintes, inicia-se com a apresentação do respectivo pedido, pelo operador, à DGEG. Esta entidade deve, nos 20 dias seguintes, proceder à fase de verificação da sua conformidade com os requisitos constantes do artigo 14.º, n.º 2, podendo, caso seja caso disso, solicitar elementos adicionais (em falta ou complementares) ao operador. A DGEG pode igualmente solicitar informação a outras entidades, devendo sempre solicitar ao operador da rede a que se liga a instalação de cogeração a licenciar para se pronunciar sobre a conformidade do pedido. Nada nos indica que o momento de consulta seja posterior à fase de verificação da conformidade – podendo, aparentemente, ambas as fases serem sobrepostas – embora, logicamente, a administração deveria, em primeiro lugar, verificar da conformidade do pedido com os requisitos formais – podendo solicitar os referidos elementos adicionais – e, posteriormente, analisar materialmente esses elementos.

Após a apreciação, é emitida pela entidade licenciadora (de acordo com o artigo 9.º) decisão ou projecto de decisão (para neste caso haver lugar a audiência prévia, nos termos do Código do Procedimento Administrativo), no prazo de 30 dias. A decisão poderá ser favorável, condicionalmente favorável ou desfavorável.

Concluído o processo de licenciamento de produção em cogeração, a exploração deve iniciar-se, após a obtenção de licença de exploração, em determinado prazo, que pode ser objecto de prorrogação, sob pena de caducidade da decisão (cfr. artigo 16.º, n.ºs 5, 6 e 7).

voltar ao índice

A transmissão da licença de produção em cogeração ou a cedência, a qualquer título, da gestão ou da exploração da cogeração deve ser comunicada à DGEG (cfr. artigo 19.º, n.º 1).

8. Garantias e certificados de origem

Uma das principais inovações do novo regime jurídico da cogeração prende-se com a previsão da existência de garantias e certificados de origem, relativos à energia produzida em cogeração.

De facto, o regime prevê as garantias e os certificados de origem a emitir, em resposta a solicitação de cogeradores com cogerações classificadas de elevada eficiência e eficientes, respectivamente, por uma entidade emissora de garantias de origem (EEGO), a quem compete, também, realizar auditorias para a verificação da manutenção daquelas classificações (cfr. artigo 21.º e seguintes). A EEGO é a concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT) – cfr. artigo 23.º, n.º 1.

As garantias de origem, previstas na Directiva, podem ser solicitadas pelo produtor de electricidade em instalações de cogeração de elevada eficiência pode solicitar à EEGO a emissão de garantia de origem referente à electricidade produzida em cogeração[12]. A garantia de origem destina-se a: *a)* comprovar a quantidade de electricidade produzida em cogeração de elevada eficiência; *b)* certificar que a instalação permite a obtenção de uma poupança de energia primária de acordo com o estabelecido no anexo III (cfr. artigo 21.º, n.º 3).

Os prémios e a tarifa de referência previstos no artigo 4.º apenas são pagos contra a entrega ao CUR de garantias de origem emitidas pela EEGO que certifiquem a poupança de energia primária alcançada, as quais são imediatamente canceladas pela EEGO (cfr. artigo 21.º, n.º 8). As garantias de origem têm, assim, um valor certificativo que possibilita o acesso ao regime remuneratório previsto no Decreto-Lei n.º 23/2010, de 23 de Março. Este valor certificativo tem também utilidade comunicacional, no sentido de permitir à unidade de cogeração apresentar-se como de elevada eficiência ao público

[12] Esta possibilidade também existe relativamente ao produtor de electricidade em outras instalações de cogeração que por redução do período de análise ou por requalificação das energias produzidas cumpra os critérios previstos no artigo 3.º para a cogeração de elevada eficiência.

voltar ao índice

em geral. As garantias podem também ser utilizadas para fins estatísticos (cfr. artigo 21.º, n.º 4).

No entanto, as garantias parecem ser não transaccionáveis – tendo em conta o seu valor certificativo e a sua relação com a atribuição dos prémios e das tarifas. De facto, este carácter é também afirmado no preâmbulo da Directiva, que refere a necessidade de estabelecer uma distinção clara entre as garantias de origem e os certificados permutáveis (cfr. ponto 22 do preâmbulo da Directiva).

Assim, embora as garantias de origem possam ser utilizadas no âmbito da União Europeia (cfr. artigo 21.º, n.º 4), devendo ser mutuamente reconhecidas pelos Estados-Membros, são-no exclusivamente enquanto elemento de prova (cfr. artigo 5.º, n.º 6, da Directiva).

A recusa em reconhecer como prova uma garantia de origem, nomeadamente por motivos relacionados com a prevenção de fraudes, apenas pode realizar-se com base em critérios objectivos, transparentes e não discriminatórios. No caso de ser recusado o reconhecimento de uma garantia de origem, sem que estes critérios sejam respeitados, a Comissão pode obrigar o Estado Membro em causa a reconhecer essa garantia.

Quanto aos certificados de origem, estes são uma inovação do legislador nacional, e permitem ao produtor de electricidade em instalações de cogeração eficiente solicitar a emissão de certificado de origem referente à electricidade que produz, calculada em conformidade com o anexo II.

O certificado de origem destina-se: *a)* A comprovar a quantidade de electricidade produzida em cogeração eficiente; *b)* A certificar que a instalação permite a obtenção de uma poupança de energia primária de acordo com o anexo III.

Também neste caso, os prémios e a tarifa de referência previstos no artigo 4.º apenas são pagos contra a entrega ao CUR de certificados de origem emitidos pela EEGO que certifiquem a poupança de energia primária alcançada, as quais são imediatamente canceladas pela EEGO (cfr. artigo 21.º, n.º 8). O regime dos certificados parece, assim, decalcado do regime das garantias, com a diferença de se aplicar apenas no âmbito nacional e apenas às cogerações eficientes. De facto, também os certificados têm um

valor certificativo que possibilita o acesso ao regime remuneratório e a correspondente utilidade comunicacional.

Assim, o legislador nacional, apesar de utilizar a designação de "certificados", não estabeleceu um regime de "certificados verdes"[13], que pressuporia a possibilidade da sua transacção em mercado próprio. Os certificados de origem têm, como referimos, um mero valor certificativo que permite aceder ao regime remuneratório do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 23 de Março.

Podemos dizer, portanto, que o legislador nacional optou por utilizar como mecanismo de apoio da cogeração o regime remuneratório – sendo as garantias e os certificados de origem apenas a forma de aceder a esse regime.

voltar ao início do texto

[13] Sobre este tema, cfr. T. ANTUNES, *O Comércio de Emissões Poluentes à Luz da Constituição da República Portuguesa*, Associação Académica da Faculdade de Direito de Lisboa, Lisboa, 2006.

voltar ao índice

Regime Jurídico da Microprodução

António Leitão Amaro

Professor-Convidado do Instituto Superior Técnico

Assistente-Convidado da Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa

Deputado à Assembleia da República

1. Introdução

A atividade de microprodução de eletricidade em Portugal foi objecto de uma recentíssima revisão legislativa[1]. O Decreto-Lei n.º 118-A/2010, de 25 de Outubro, "simplifica o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de instalações de pequena potência, designadas por unidades de microprodução, e procede à segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de Novembro, e à segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de Dezembro ."

O que se tratou foi de uma revisão não essencial do regime jurídico através de alterações dirigidas a facilitar e aumentar a implantação de unidades de microprodução de eletricidade em Portugal. Foi não uma revisão refundadora mas uma alteração impulsionadora da produção descentralizada de eletricidade por intermédio de instalações de pequena potência.

Este artigo não poderia, por isso, limitar-se à análise do novo diploma legal, procurando sim analisar (i) o âmbito, (ii) sentido e razões, (iii) evolução e (iv) o conteúdo do regime jurídico da microprodução.

[1] Tão recente que o Decreto-Lei só veio a ser publicado já depois da realização da Conferência e da comunicação que deram causa a este artigo. Assim, dispensa-se a passagem a escrito neste artigo das referências então feitas à demora da lei e aos incómodos causados por tal demora. Pela mesma razão, este artigo baseia-se já na nova lei em vigor.

voltar ao índice

Como se verá adiante, a solução portuguesa foi a de adoptar um regime administrativo de acesso à atividade económica de produção de energia eléctrica em modo de venda garantida e eventualmente subsidiada.

2. *O que é a Microprodução?*

A microprodução ou micro-geração consiste na geração de energia em pequena escala.

Em abstracto o elemento definidor de microprodução é a reduzida dimensão ou escala, isto é, o facto de a energia ser produzida por intermédio de instalações de pequena potência.

Enquanto tal a microprodução contrapõe-se à produção ordinária em grande escala e à produção escala intermédia designada por mini-produção[2]. Na verdade não há qualquer critério técnico definidor do exato limite quantitativo da microprodução. Cabe ao legislador nacional tomar a decisão política definidora desses limites. Ora, a legislação portuguesa em vigor circunscreve a microprodução às unidades ou instalações monofásicas ou trifásicas, em baixa tensão, com potência de ligação até 5,75 kW e, no caso dos condomínios que integrem seis ou mais fracções, às instalações trifásicas com uma potência até 11,04 kW.

No demais, o conceito de microprodução é em si independentemente da fonte de energia (*input)*, do tipo de energia gerado (*output*), da localização da instalação produtora, do destino dado à energia produzida e do regime de transação e de eventual apoio público.

---

[2] Na sequência de uma Resolução de 8 de Julho de 2010, o Conselho de Ministros de Portugal terá aprovado em 9 de Dezembro de 2010 o Decreto-Lei regulador da atividade de mini-produção de eletricidade. Embora esse Decreto-Lei não haja sido ainda publicado em Diário da República, sabe-se que o mesmo "*disciplina o acesso à miniprodução e aos regimes remuneratórios associados, cuja tramitação se processa através de plataforma electrónica, denominada Sistema de Registo da Miniprodução (SRMini)*."

Para efeitos deste projeto de diploma considera-se integrarem a mini-produção as "*instalações que produzem electricidade a partir de recursos renováveis, com base numa só tecnologia de produção (por exemplo, painéis fotovoltaicos) e cuja potência máxima atribuível para ligação à rede é de 250 kW. Estas unidades de mini produção têm a garantia de entregar, de forma remunerada, a electricidade produzida à rede eléctrica pública (RESP), na condição que exista consumo efectivo de electricidade no local da instalação.*" (*in* Comunicado do Conselho de Ministros de 9 de Dezembro de 2010).

voltar ao índice

Assim, poderá existir microprodução de energia[3] quer sob a forma de calor, quer sob a forma de eletricidade.

Este *output* poderá ter como origem várias fontes, sejam fósseis (carvão, gás, petróleo), nuclear, ou renováveis (sol, vento, biomassa, geotermia, hidráulica, ...).

Na verdade, é pensável a combinação de vários inputs e até daqueles dois outputs, como aliás sucede com a cogeração de calor e eletricidade.

Também assim a microprodução poder-se-ia realizar quer descentralizadamente quer em posições centralizadas, perto ou não necessariamente dos locais de consumo. Contudo, embora a descentralização não seja ontologicamente indispensável à microprodução é o seu resultado provável e normalmente desejado. Assim, microprodução tende a equivaler na prática a produção descentralizada.

Finalmente, já no plano das condições de transação é concebível microprodução quer para autoconsumo quer para a venda (à rede), podendo esta acontecer a preços de mercado ou administrativamente fixados com eventuais incentivos (como os subsídios à tarifa ou garantias de aquisição).

Podendo a microprodução ser tudo isto, os diferentes Estados tendem a apostar em alguma combinação dessas variáveis. Pelo que em cada Estado o conceito técnico genérico de microprodução é positivado num ou mais conceitos específicos de microprodução que correspondem a certa combinação daquelas variáveis.

Assim, ao passo que o Reino Unido tem dois regimes autónomos de microprodução sendo um de eletricidade e outro de calor, Portugal tem um único regime de microprodução para a eletricidade em que a geração de calor poderá funcionará como eventual factor de bonificação da tarifa da eletricidade.

Na mesma linha, ao passo que em vários países apenas se regulou e incentivou a microprodução a partir de fontes renováveis, no caso português

[3] Rigorosamente o que as instalações fazem não é criar ou gerar energia, mas transformar um tipo de energia noutro tipo de energia segundo as leis da termodinâmica.

voltar ao índice

mesmo o regime bonificado é aplicável à microprodução em cogeração a partir de fontes não renováveis[4].

Enquanto que noutros países se aceita (ou limita a[5]) o autoconsumo da energia microproduzida, no caso do regime jurídico português exige-se a venda à rede da totalidade da eletricidade produzida na instalação - tendo o microprodutor que comprar a eletricidade que consome.

Já se vê portanto que a lei portuguesa apostou num conceito específico de microprodução: a geração de eletricidade e *eventualmente* calor, em instalações de baixa potência, a partir de fontes renováveis ou em regime de cogeração, realizada junto ao local de consumo e destinada à venda garantida à rede com eventual subsidiação.

Porque assim é?

Porque a lei portuguesa não visa simplesmente regular toda e qualquer atividade de microprodução de energia.

O objectivo da lei é regular o acesso a uma atividade de microprodução quando esta for realizada nas condições preferidas pelo legislador e por isso beneficiar de um regime de incentivo.

3. *Porquê a Microprodução?*

O legislador nacional criou portanto um regime de acesso a uma atividade que pretende incentivar. Mas que razões de interesse público[6] poderão justificar a admissão e incentivo à microprodução da eletricidade?

[4] Esta é uma novidade do DL n.º 118-A/2010, que veio alargar a aplicação do regime bonificado à cogeração a partir de fontes não renováveis, embora deixando-lhe a menos bonificada das tarifas (40% do valor de referência que é o que vale para o solar).

[5] Caso de Espanha.

[6] Na lógica do interesse privado atomístico dos potenciais microprodutores a liberdade de iniciativa económica privada e o direito de propriedade apelariam a que o Direito reconheça àqueles a possibilidade de instalarem e operarem instalações de microprodução de energia. Contudo, quer o autoconsumo quer sobretudo a produção para injeção na rede colocam desde logo desafios ambientais e de gestão de energia e da rede que justificam que a lei possa condicionar o exercício daqueles direitos e o acesso à atividade de microprodução.

voltar ao índice

Existem desde logo algumas razões que apelam a que a energia seja produzida em pequena escala e que, por isso, possa ser descentralizada:

a) Aumenta segurança energética, diluindo o risco acrescido que impende sobre as comunidades que estão dependentes para o seu abastecimento energético de alguns poucos centros produtores;

b) Poupa ou evita custos com o transporte da energia, assumindo-se a microprodução como a solução ideal para o abastecimento a locais ou consumidores remotos (até certa dimensão);

c) Evita perdas / ineficiências no transporte que causam uma quantidade não irrelevante de desperdício de energia produzida gerador de custos ambientais e económicos;

d) Facilita a gestão da rede, ao diminuir congestionamentos na mesma e ao reduzir as necessidades de transporte de energia em mais alta tensão ou pressão;

e) Permite aproveitar fontes endógenas de energia primária que só estejam disponíveis em pequena escala, mas que tornariam inviáveis soluções de maior escala;

f) Diminui o impacto ambiental e territorial das soluções de produção, visto que para instalações de maior escala é necessária uma significativa ocupação dos espaços[7] e existe uma maior concentração dos impactos[8];

g) Reduz o poder de mercado dos produtores, ficando a comunidade política e de consumidores menos dependente de um grupo limitado de

[7] Importa esclarecer este ponto. Não é líquido que, para a mesma capacidade instalada, o valor agregado total do território ocupado pelas instalações de microprodução seja inferior ao ocupado por instalações de maior potência. É que poderão existir economias de escala nas instalações de grande potência que permitam uma diminuição da área de solo utilizado por unidade de potência instalada. Contudo, se o potencial de economias de escala existe, por outro lado a pequena escala das instalações de microprodução permite quer maior facilidade de encaixe territorial e margem de escolha de terrenos menos sensíveis ambientalmente, quer um possível aproveitamento do espaço edificado já existente sem necessidade de ocupação adicional do solo. Na verdade, muitas das unidades de microprodução são instaladas no edificado já existente.

[8] Os impactos ambientais – desde o visual às emissões – podem tornar-se desproporcionalmente mais elevados nas grandes instalações devido ao efeito da concentração desses impactos, designadamente, com níveis de concentração que poderão ultrapassar a capacidade de regeneração ou recuperação pelos serviços ecológicos dos ecossistemas locais.

voltar ao índice

operadores, com todos os ganhos democráticos, concorrenciais, económicos e de segurança que daí advêm.

Sucede que na maioria das vezes a microprodução surge não apenas como uma aposta no "pequeno" e descentralizado, mas também como uma aposta no "verde". Com efeito, os programas nacionais de microprodução fazem normalmente parte das estratégias "verdes" de descarbonização das economias. Pelo que, senão ontologicamente, pelo menos positivadamente a microprodução é habitualmente uma solução "verde".

No caso português também assim é, visto que o regime jurídico atual abarca a microprodução a partir de renováveis e de cogeração não necessariamente renovável. A cogeração, mesmo que não renovável, permite reduzir o consumo da energia primária através do ganho de eficiência energética pelo aproveitamento do calor[9].

A microprodução "verde", ao diminuir o consumo de energias fósseis com substituição parcial[10] por recursos endógenos renováveis oferece ainda algumas vantagens adicionais:

a) Contribui para a descarbonização da economia nacional (redução das emissões dos gases com efeito estufa - GEE) com benefícios ambientais e económicos, desde logo ao nível da redução dos custos de mitigação e adaptação gerados pelos GEE e as consequentes alterações climáticas[11];

---

[9] A justificação para incentivar a (micro)produção por cogeração é que esta, mesmo provindo de fontes fósseis, permitirá uma diminuição da quantidade de energia fóssil primária utilizada ao aproveitar também o calor gerado na produção da eletricidade.

Estimando-se que bem mais de metade da energia consumida em Portugal seja sob a forma de calor, e que várias das principais tecnologias de produção de eletricidade geram grandes quantidades de calor (ex. as fósseis e a biomassa), logo que se vê que "capturar" esse calor gerado na produção de eletricidade permite evitar consumo adicional de energia primária para suprir as necessidades de calor.

Assim, a cogeração é vista como "verde" porque, mesmo quando proveniente de energias fósseis, permite reduzir a quantidade total de energia primária consumida ao aumentar significativamente a eficiência energética do processo.

[10] Porque noutra parte é pura redução através dos ganhos de eficiência com o aproveitamento do calor na cogeração.

[11] Embora aqui tenha de haver o cuidado para que as fontes renováveis utilizadas em substituição sejam sustentáveis ao longo de todo o seu ciclo-de-vida, sob pena de as práticas de captura e aproveitamento dessas fontes renováveis (designadamente na ocupação e exploração do solo) acabarem por ter impactos ambientais e carbónicos muito negativos.

voltar ao índice

b) Reduz as importações, visto que se Portugal tem recursos renováveis endógenos (vento, sol, hídrica, biomassa,...) já não dispõe de recursos fósseis endógenos pelo menos em fase de exploração para produção de energia. Por seu lado, a redução das importações permite uma melhoria da balança comercial e redução do endividamento externo do País;

c) Aumenta a segurança energética, porque o País passa a depender mais de recursos endógenos (como são os vários recursos renováveis) e menos de recursos fósseis do exterior normalmente provenientes de zonas sensíveis do ponto de vista geo-político (Magrebe, Médio Oriente, Rússia, Venezuela, África,...);

d) Seria uma boa aposta no médio ou longo prazo contra a evolução dos preços das energias fósseis, pois se atualmente estas ainda são mais baratas, com a "previsível" subida dos preços dos recursos fósseis e os "previsíveis" ganhos tecnológicos na eficiência das renováveis, a correlação de preços atenuar-se-ia ou até se inverteria[12].

Se estas são razões que têm justificado a aposta na microprodução, nem por isso se deve assumir que se trata de uma solução sem problemas e riscos. Eles existem e não são irrelevantes.

O primeiro e essencial problema é económico-financeiro. A microprodução é produzida a um custo mais elevado e vendida a preços muito elevados.

No plano dos custos, desde logo as economias de escala permitem que o custo por unidade produzida (ex. kW/h de eletricidade) numa unidade de

[12] Este é um dos argumentos mais debatidos na Política Energética.

Por um lado, não existe acordo na Ciência quanto à inelutabilidade do aumento do preço dos fósseis, designadamente após a "descoberta" da viabilidade técnica e económica de exploração das reservas de gás xistoso ("*shale gas*").

Por outro, não existe acordo quanto à margem de evolução e ao impacto relativo dos ganhos de eficiência em cada tecnologia. Apesar de as renováveis, por serem tecnologias menos maduras, prometerem maiores ganhos de eficiência, não se deverão excluir as possibilidades de inovação tecnológica ao nível das fontes fósseis, quer ao nível das condições de exploração, transporte e refinação dos recursos, quer ao nível da eficiência industrial e da captura e armazenamento do carbono gerado no processo gerador.

Em suma, embora este seja um argumento de política (*policy argument)* frequentemente utilizado em defesa das energias renováveis, ele é também altamente questionado por diversas áreas da ciência. A sua utilização como critério de decisão pública é uma aposta no incerto, senão um ato de fé.

voltar ao índice

grande potência seja significativamente inferior ao custo por unidade produzida incorrido por instalações mais pequenas. Por outro lado, quando se opta por microprodução renovável é também menor a eficiência de várias das soluções renováveis, em especial a solar, que contribui para um aumento do custo da solução de microprodução.

Assim, tende a ser mais caro produzir um kW/h numa instalação de microprodução do que numa unidade de grande potência; tal como tende a ser mais caro produzir um kW/h de eletricidade a partir de energia solar do que a partir de carvão ou gás natural.

Ora, esse relativamente mais elevado custo de produção poderá colocar em causa a viabilidade económica das unidades de microprodução e desincentivar a que os privados invistam nessa solução.

Note-se que muitos dos benefícios da microprodução acima referidos não são internalizados pelos particulares sem a intervenção de mecanismos regulatórios.

Assim, um particular que equacionasse o investimento em microprodução teria de suportar custos mais elevados, sem conseguir capturar por si os benefícios colectivos gerados pela microprodução e enfrentando a concorrência de outras soluções produtivas que não teriam – na falta de intervenção pública – de internalizar os custos colectivos inerentes às tecnologias fósseis de grande escala.

Sem intervenção regulatória as oportunidades de sucesso da microprodução no mercado livre talvez não fossem suficientes. É que, e assumindo o comportamento racional dos operadores não fixando preços de venda abaixo do valor de custo, os microprodutores teriam de, num regime de liberdade de oferta e procura, competir com os seus preços relativamente elevados contra os preços relativamente mais baixos dos produtores em grandes potências.

Daí a intervenção pública que, em nome da correção da alegada falha do mercado em não internalizar os benefícios da microprodução renovável, pretende assegurar a venda da energia microproduzida em condições de viabilidade económico-financeira para o microprodutor.

voltar ao índice

As soluções de intervenção pública podem ser variadas, mas bastemo-nos com as duas acolhidas na legislação portuguesa: a garantia de venda e a subsidiação do preço.

Para incentivar os particulares à microprodução o Estado regulador tratou de assegurar que haveria comprador para a sua microprodução e que pelo menos uma parte daquela teria o seu preço subsidiado. Resolvem-se assim os dois dilemas do mercado livre: há procura e essa procura cobre o valor de custo.

Com esta intervenção pública um problema da microprodução transforma-se noutro: a falta de viabilidade económica dá lugar ao risco de irracionalidade na intervenção pública e a consequente oneração excessiva dos cidadãos, seja enquanto contribuintes seja como consumidores.

É um risco que não se concretiza se a subsidiação pública corresponder à exata medida da internalização das externalidades positivas da microprodução e das externalidades negativas da produção em (mais) elevada potência. Assim, os portugueses poderiam pagar mais no preço da eletricidade "verde" microproduzida se depois essa diferença fosse anulada ou invertida pelas poupanças macro e micro geradas, por exemplo, em custos causados pelas energias fósseis em cuidados de saúde, recuperação ambiental, serviço da dívida externa, compensação à insegurança, investimento em capacidade e gestão de redes, compra de créditos de carbono, adaptação às alterações climáticas, entre outros.

Do mesmo modo é fundamental que a intervenção pública não exclua, antes adopte, mecanismos de incentivo ao aumento de eficiência nas várias tecnologias. O funcionamento em mercado tende a ser a arquitetura institucional mais incentivadora de ganhos de eficiência, pelo que a intervenção pública deverá conseguir desenhar ferramentas regulatórias que incentivem também o aumento da eficiência. Não o conseguindo, a intervenção pública estará a onerar excessivamente os contribuintes ou consumidores ao impedi-los de capturar, sob a forma de preços mais baixos, os ganhos de eficiência que adviriam do funcionamento em mercado.

Contudo, a experiência e vários sectores de opinião têm indicado que é muito difícil alcançar esses objectivos de uma intervenção pública racional e que

não onere excessivamente os cidadãos. Desde logo porque a fixação política ou burocrática dos preços subsidiados dificilmente consegue encontrar (e rapidamente actualizar-se pel)o valor líquido integral das externalidades positivas e negativas em causa. A diferença em excesso é um prejuízo imediato para os consumidores ou contribuintes que pagam demais por essa energia subsidiada; a diferença por defeito

é um prejuízo de médio ou longo prazo para os mesmos, visto que os operadores tenderão a deixar degradar a qualidade do serviço, dos equipamentos e das redes como subsequente impacto nos consumidores.

Assim, dificilmente não existirá um nível de discricionariedade ou irracionalidade política no valor do subsídio público inerente à definição quer do valor da tarifa subsidiada quer da quantidade de energia microproduzida cuja venda está garantida. Esse risco é uma desvantagem para a solução da microprodução.

Noutro nível, a microprodução adiciona uma potencialmente perturbante complexidade quanto ao número de sujeitos envolvidos no sistema e quanto ao número e dispersão dos pólos de produção e de injeção na rede. Com efeito, a microprodução aumenta a complexidade na gestão do sistema quer de transporte quer de produção de energia. Essa complexidade envolve custos de gestão, riscos de conflito e eventuais necessidades de investimento que devem ser tidos em conta.

Também noutro plano, a microprodução renovável poderá, a partir de certa quantidade e se realizada de forma não sustentável, gerar impactos ambientais e económicos muito significativos. Importa acautelar que a aposta na microprodução renovável não irá implicar uma insustentável ocupação dos solos e do espaço (seja para instalação das unidades de produção, seja para produção de biomassa como matéria-prima) nem basear-se em tecnologias e materiais que se avaliados no seu integral ciclo-de-vida acabam por ter impactos ambientais superiores.

Vistas estas limitações ou potenciais problemas da microprodução logo se compreende porque o regime jurídico em vigor não permitiu o acesso ilimitado à atividade. Para além do procedimento administrativo prévio de registo, foram criados limites quantitativos à microprodução. Assim, desde logo ao

nível do regime bonificado - em que é pago um preço administrativo subsidiado – são previstas quotas anuais de potência total a instalar no País e o próprio valor da tarifa subsidiada varia conforme a fonte de energia utilizada. Mas mesmo no regime geral, em que "só" existe garantia de venda, é dada a possibilidade ao Governo e ao operador da rede de distribuição de vir a restringir ou suspender mais acessos à atividade de microprodução em defesa da viabilidade do sistema e da política energética pública (Artigo 4º, nº 4, 6 e 7).

Ou seja, estas limitações às possibilidades quantitativas são o reconhecimento e a defesa contra aqueles riscos da microprodução. O Estado afirma, assim, que pretende ter microprodução de eletricidade "verde" mas não demasiada e em quaisquer termos.

Aliás, diga-se que a microprodução não poderia de qualquer modo ser adoptada como a solução única no sistema. Existem desde logo as necessidades dos grandes equipamentos industriais e comerciais cujo consumo energético é muito superior e não se basta com as potências da microprodução. Semelhante raciocínio se pode aplicar aos maiores e mais densos conglomerados urbanos que não dispõem fisicamente do espaço suficiente para instalar unidades de microprodução suficientes para alimentar todas as necessidades e consumos desses conglomerados.

Enfim, a microprodução é uma solução que por razões teóricas e práticas deve ser uma solução complementar, uma das partes integrantes de um *mix* mais alargado. Mas, embora complementar é claramente uma solução com vantagens próprias e únicas, que a tornam não apenas um bom complemento para o sistema, como a solução ideal para várias situações das quais se destaca desde logo o fornecimento a consumidores em locais mais remotos e de dimensão não excessiva.

4. Experiências

4.1. Experiência portuguesa

A regulação jurídica da microprodução tem remotas raízes em Portugal.

voltar ao índice

A Lei nº 2002 de 1944, que promoveu a electrificação do País, reconhecia a existência de "instalações de produção de energia para uso particular", como realidades anteriores à rede pública de produção e distribuição de eletricidade que ali se pretendia implementar (cfr. Base XXX). A lógica inerente a este diploma parecia ser a da subsidiariedade das instalações particulares[13] e a da transitoriedade do fornecimento à rede pública por aquelas instalações particulares.

Em 1981, em resposta à crise petrolífera mundial e com o propósito expresso de reduzir o consumo de energia primária com base no petróleo, o Decreto-Lei 20/81, de 28 de Janeiro, veio criar um regime legal enquadrador da produção descentralizada de eletricidade.

Tal como no regime atual, o objecto deste diploma de 1981 consistia na definição do regime administrativo procedimental de acesso à atividade de produção descentralizada de eletricidade, bem como dos direitos dos autoprodutores e das condições de venda de eletricidade à rede (com tarifas administrativamente fixadas).

Mas as diferenças relativamente ao regime atual da microprodução são assinaláveis. O regime de 1981 dirigia-se não aos consumidores domésticos residenciais, mas às instalações industriais e agrícolas que dispunham de capacidade para, a título acessório, produzirem eletricidade quer para consumo próprio quer para venda à rede.

Dado que o foco não era a pequena escala da produção, mas o seu carácter descentralizado e acessório[14], o decreto-lei não demarcava um limite máximo de potência ao qual se aplicava[15].

[13] Dizia a Base XXX que "as instalações de produção de energia para uso particular não poderão ser autorizadas nos locais onde haja energia de distribuidores públicos com tarifas mais favoráveis nos termos das bases anteriores, salvo casos excepcionais definidos em regulamento".

[14] O Governo veio a alterar este Decreto-Lei através do Decreto-Lei nº 149/86, de 18 de Junho, que abdicou do requisito da acessoriedade e alargou o conceito de autoprodutor também a entidades que explorassem instalações exclusivamente dedicadas à produção de energia eléctrica.

[15] Este regime funcionou, de algum modo, como uma abertura da atividade de produção de energia à iniciativa privada num sector então reservado à iniciativa pública.

voltar ao índice

No que toca às fontes energéticas admitidas o diploma permitia quer resíduos, sub-produtos e energias renováveis, quer o recurso a outros tipos de energia primária (implicitamente admitindo fontes fósseis) desde que conduzindo à redução do consumo de energia primária

No ano seguinte, em 1982, a Assembleia da República aprovou a Lei nº 21/82, de 28 de Julho, que veio regular a qualidade de produtor e distribuidor independente de energia elétrica.

Esta figura tinha um escopo diferente da do autoprodutor: neste diploma são abrangidos os produtores independentes que vendem e distribuem em rede própria, distinta da rede eléctrica nacional ou regional.

O diploma deixava claro que os investimentos nas instalações de produção, na rede própria de distribuição e nos contadores deveriam ser integralmente suportados pelo operador independente.

Em linha com a legislação de 1981, também neste diploma se admitiam como fonte os resíduos, subprodutos, renováveis e fósseis que não implicassem aumento do consumo de energia primária; também assim a Lei de 1982 estabelecia a subsidiariedade dos produtores independentes relativamente ao sistema eléctrico público e impunha aos preços de venda o tecto das tarifas máximas praticadas pela EDP.

Em 1988, num quadro de menor pressão da crise petrolífera e de necessidade de aproveitamento dos fundos comunitários, o Governo veio a substituir a legislação de 81/82 por um novo regime de produção descentralizada de energia elétrica.

O Decreto-Lei nº 189/88, de 27 de Maio, para além de diversas normas técnicas relativas às instalações produtoras e às ligações, estipulou um regime administrativo de acesso à atividade na modalidade de autorização a conceder pelo Ministro responsável pela área da energia[16].

Segundo este regime, é admitida produção a partir de fontes renováveis, combustíveis nacionais ou resíduos (industriais, agrícolas ou urbanos) e de cogeração.

[16] A diferença aparentemente significativa face ao regime atual que se basta com um regime de mero registo, é parcialmente atenuada pela regra do deferimento tácito dos pedidos de autorização ao Ministro responsável.

voltar ao índice

Relativamente a limites, foi apenas fixado um limite para a potência agregada instalada no sistema (10 000 kVA) mas que nem sequer é aplicável à cogeração. No que respeita às unidades individualmente consideradas não foi fixado qualquer limite de potência que deverão respeitar.

O diploma continuou a tradição de permitir, ainda que subsidiariamente, que os produtores pudessem manter rede própria de distribuição e para consumo público.

Inaugurando um paradigma de incentivo à produção descentralizada, o Decreto-Lei nº 189/88 veio criar condições favoráveis ao nível da tarifa de venda da eletricidade à rede. Partindo de uma base de tarifa indexada ao preço de venda pela rede aos consumidores, este diploma adoptou um regime de receita garantida pelo Estado que poderia eventualmente implicar subsidiação da mesma.

Como efeito, parece poder dizer-se que o paradigma mudou da tolerância para o incentivo. Enquanto que nos regimes anteriores a atitude regulatória era, quando muito, de tolerância para com a produção descentralizada, o novo regime de 1988 passou ao incentivo desta atividade.

Nessa sequência e vários anos mais tarde o Governo aprovou o Decreto-Lei 68/2002, de 22 de Março, que criou um regime que regula as instalações de pequena escala mas que se dirijam predominantemente ao autoconsumo[17] - embora permitindo a venda de excedentes a terceiros ou à rede pública[18].

Por visar unidades de pequena escala o Decreto-Lei limitava a 150 kW a potência a entregar à rede pública em cada ponto de recepção.

Em termos de procedimento administrativo de acesso foi adoptado um regime de autorização prévia dos projetos da competência das direções regionais do Ministério da Economia.

[17] Haveria autoconsumo quando pelo menos 50% da energia eléctrica produzida fosse destinada a consumo próprio ou de terceiros (artigo 2º nº 1).

[18] Afirma o artigo 1º nº1 que este diploma vem regular "a atividade de produção de energia eléctrica em baixa tensão (BT) destinada predominantemente a consumo próprio, sem prejuízo de poder entregar a produção excedente a terceiros ou à rede pública".

voltar ao índice

Antecipando as soluções de incentivo à atividade que constam do atual regime, o diploma de 2002 consagrou a garantia de venda à rede (artigo 5º b))[19] e remeteu para portaria do Ministro da Economia a fixação de um tarifário de energia eléctrica pelo produtor-consumidor à rede que internalize os custos evitados pela rede com o recebimento da energia eléctrica do produtor e os benefícios de natureza ambiental resultantes da maior eficiência da instalação.

Dado que, decorridos 5 anos, o número de instalações licenciadas e a funcionar ao abrigo daquele diploma "não atingiu expressão significativa", o Governo veio a aprovar em 2007 um novo diploma com vista a simplificar e acelerar a implementação da microprodução de eletricidade. É, então, o Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de Novembro, que embora com algumas mudanças recentes, se encontra em vigor e regula a atividade de microprodução de eletricidade em Portugal.

O regime em vigor é pois o resultado da revisão do Decreto-Lei n.º 363/2007 pelo Decreto-Lei nº 118-A/2010 que, sem alterar o paradigma ou a essência do regime jurídico da microprodução de 2007, veio procurar criar "condições para produzir mais eletricidade em baixa tensão, de forma mais simples, mais transparente e em condições mais favoráveis"[20], através das seguintes principais alterações ao Decreto-Lei de 2007:

i. Aumento da quantidade total agregada de eletricidade que pode ser produzida no regime de microprodução. A quota anula de potência a atribuir passa para 25MW;

ii. Alargamento da obrigação de compra da eletricidade microgerada a todos os comercializadores de energia eléctrica;

iii. Adaptação do regime à situação dos condomínios que integrem seis ou mais fracções, designadamente permitindo-lhes instalar unidades com uma potência até 11,04 kW e facilitando a aprovação da instalação pelos condóminos[21];

[19] Mas que, recorde-se, nunca poderá ser superior a 50% da energia produzida porque o mínimo de 50% tem de ser destinado a consumo próprio ou de terceiros.

[20] *In* Exposição de Motivos do Decreto-Lei nº 118-A/2010.

[21] São expressamente estabelecidos os motivos específicos que podem justificar a recusa pela assembleia de condóminos da autorização para utilizar partes comuns para instalar a unidade ou passar cabos.

voltar ao índice

ιϖ. Clarificação da exigência de que cada unidade de microprodução deve ser mono-tecnológica, ou seja, "a microprodução tem que ter por base uma só tecnologia de produção." (artigo 3º nº 3).

ϖ. Introdução de um nível adicional de discricionariedade administrativa relativamente ao acesso à microprodução ao ser atribuída ao Governo a competência para, por despacho, suspender o registo de instalações, sujeitá-lo a limitações adicionais ou a procedimentos especiais para acesso - artigo 4º nº 4. Esta norma suscita dificuldades de interpretação que serão abaixo discutidas.

ϖι. Criação de uma garantia de acesso à microprodução em regime bonificado para certas entidades que desempenhem atividades de interesse público, designadamente prestando serviços de carácter social (estabelecimentos na área da saúde, educação, solidariedade e proteção social), bem como nas áreas da defesa e segurança e outros serviços do Estado ou das autarquias locais; é reservada 5% da potência alocada ao regime bonificado (artigo 11º-A).

ϖιι. Simplificação e mais transparência nos procedimentos relacionados com o registo, designadamente através das seguintes regras:

a) Qualquer particular que queira produzir energia neste regime passa a poder fazê-lo através de um registo aberto, que só deixa de estar disponível quando é atingida a potência máxima destinada para o ano em causa;

b) Os registos passam a ser ordenados por ordem de chegada, permitindo aos interessados ter maior previsibilidade quanto à data em que poderão proceder à instalação da microprodução;

c) Os registos podem ser feitos a qualquer momento, ficando o requerente numa lista de espera que é gerida pela Direcção-Geral de Energia.

ϖιιι. Revisão das regras de determinação da tarifa do regime bonificado, quer quanto ao valor[22] quer quanto aos períodos de funcionamento[23].

[22] O regime de 2007 começou por pagar 0,65 € por kilowatt/hora produzido, valor que foi descendo em 5% a cada 10 megawatts instalados a nível nacional. A última tarifa situava-se nos 0,557 €, mas com as novas regras a tarifa de referência inicial passou para os 0,40 € kW/hora.

[23] Ao abrigo do regime de 2007 previa-se um período de tarifa fixa de 5 anos, seguido de uma tarifa decrescente nos 10 anos seguintes. Pelas novas regras o período inicial passa para 8 anos com 7 adicionais ambos a um preço decrescente. Estima-se que na prática o reembolso do investimento efectuado acontecerá mais tarde.

voltar ao índice

ιξ. Eliminação da figura da dispensa de inspeção às instalações prévia à emissão do certificado de exploração – o antigo artigo 16º foi revogado.

ξ. Com o objectivo de promover e incentivar a investigação científica em microprodução é criado um regime para que laboratórios do Estado e outras entidades públicas possam investigar, desenvolver, testar e aperfeiçoar novas tecnologias de produção de eletricidade.

5. O Regime Jurídico da Microprodução

Em Dezembro de 2010 foi publicado o Decreto-Lei n.º 118-A/2010, de 25 de Outubro, que alterando o Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de Novembro, consolida o atual regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de instalações de pequena potência (microprodução).

Trata-se de um regime administrativo–económico de acesso à atividade económica de produção de energia eléctrica em modo de venda garantida e eventualmente subsidiada.

Âmbito

Está enquadrada neste quadro jurídico, e por isso sujeita ao respectivo regime de acesso, a atividade de (micro)produção de eletricidade a partir de recursos renováveis e de eletricidade e calor em cogeração, em unidades ou instalações com potência de ligação até 5,75 kW, ou até 11,04 kW tratando-se de condomínios que integrem seis ou mais fracções.

Para além daqueles tectos máximos[24], a instalação não poderá também ter uma potência superior a 50% da potência contratada no contrato de fornecimento de eletricidade do comercializador ao consumidor (que surge aqui como microprodutor)[25].

Nos termos da lei, apenas poderá ser microprodutor quem: tenha consumo efetivo de energia, seja titular de contrato de compra e venda de eletricidade

[24] Que descem para 3.68 kW nas instalações não incluídas em condomínios (com seis mais ou mais frações) que acedam ao regime de remuneração bonificado.

[25] Há a registar aqui uma mudança no regime de 2010 relativamente ao de 2007. O limite de 50% que agora se impõe à potência instalada antes era imposto à potência efetivamente injetada na rede.

voltar ao índice

em baixa tensão celebrado com um comercializador e pretenda instalar a unidade de microprodução no local servido pela instalação eléctrica de utilização[26].

Em suma, este regime aplica-se à produção descentralizada de eletricidade em instalações de pequena potência, a partir de energia "verde" (renovável ou de cogeração mesmo que não renovável), em que o microprodutor é também consumidor de energia da rede e tem a respectiva unidade instalada junto do local de consumo.

Sujeitos

A atividade de microprodução envolve a intervenção de diversos sujeitos cuja participação é objecto de regulação neste regime jurídico, a saber:

a) O **microprodutor de energia** que, como visto acima, é também consumidor e que deverá estar registado no Sistema de Registo de Microprodução (SRM)[27] e ser titular de um certificado de exploração;

b) A **Administração Pública**, normalmente pela Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), a quem competem as mais diversas tarefas de coordenação do processo de gestão da microprodução, designadamente a criação e gestão do SRM, a realização de inspeções prévias, o registo e a emissão do certificado de exploração das instalações e a monitorização e controlo das unidades instaladas.
A lei prevê que a DGEG possa delegar a maioria das suas competências em outras entidades legalmente constituídas e reconhecidas para desempenhar tais funções, incluindo as entidades constituídas e reconhecidas para aprovar projetos e inspecionar instalações eléctricas (artigo 7º);

c) As **entidades instaladoras** das unidades de microprodução que, nos termos da lei, terão de ser empresários em nome individual ou sociedades comerciais registadas no SRM e que disponham de alvará emitido pelo InCI — Instituto da Construção e do Imobiliário, I. P., para a execução de instalações de produção de eletricidade (artigo 8º).

---

[26] Esta obrigação de localização junto a local de consumo não se aplica aos condomínios.

[27] Nos termos da lei, o SRM constitui uma plataforma electrónica de interação entre a Administração Pública e os produtores acessível através do Portal Renováveis na Hora.

voltar ao índice

d) O **operador da rede de distribuição** à qual se conecta o microprodutor para receber e injetar energia eléctrica. Note-se que o operador da rede tem de estar registado no SRM (artigo 12º-A nº 2) e tem a responsabilidade de proceder à ligação da unidade de microprodução à rede no prazo máximo de 10 dias após receber o aviso do SRM para o efeito. (artigo 19º nº 4 e 5).
O operador da rede tem o poder, relativamente vinculado, de restringir o acesso à atividade de microprodução nos casos em que "a instalação de utilização esteja ligada a um posto de transformação cujo somatório da potência dos registos aí ligados ultrapasse o limite de 25 % da potência do respectivo posto de transformação" (artigo 4º nº 6)[28].

e) Os **comercializadores** de energia eléctrica que, sendo titulares da licença de comercialização de eletricidade, estão obrigados a adquirir a eletricidade microgerada pelos seus clientes[29] nos termos desta lei (artigo 5º c) *a contrario*), mas que por outro lado têm o direito de vender ao comercializador de último recurso, nas mesmas condições, a eletricidade adquirida ao microprodutor (artigo 21º nº 1). A tarifa de aquisição aos microprodutores depende do regime em que estes se encontram, o geral ou o bonificado.

Procedimento Administrativo

Como afirmado acima, a atividade de microprodução abrangida neste regime jurídico, não é de acesso livre.

O consumidor de eletricidade que pretenda começar a microproduzir eletricidade (e eventualmente calor) deverá cumprir um procedimento administrativo prévio com vista a obter o registo no SRM e o certificado de exploração.

Esse procedimento administrativo, gerido através do SRM, envolve os seguintes passos

i. Pedido de registo no SRM através da inscrição on-line do produtor no portal www.renovaveisnahora.pt (artigo 13º nº 1);

[28] O operador da rede dispõe aqui de uma margem de livre apreciação muito menor que a de que beneficia o Ministro no despacho de suspensão ou limitação do registo previsto no nº 4 do mesmo artigo 4º.
[29] Com os quais tenham celebrado um contrato de compra e venda de eletricidade em baixa tensão em vigor.

voltar ao índice

ii. Pagamento de uma taxa de inscrição;

iii. Após obter o registo (provisório), o futuro produtor terá quatro meses[30] para proceder à instalação da unidade e requerer a realização da inspeção e subsequente emissão do certificado de exploração. Caso não o faça aquele registo caduca (artigo 13º nº 5);

iv. No prazo de 10 dias após o respectivo pedido é realizada inspeção à instalação com o objectivo de verificar se todos os requisitos legais estão cumpridos[31]. O relatório e conclusões da inspeção são registados no SRM (artigo 14º). Caso sejam detectadas deficiências que justifiquem o "chumbo" na inspeção, o produtor dispõe de 30 dias para proceder às correções e solicitar reinspecção, até um máximo de três vezes (artigo 15º);

v. Caso a inspeção seja favorável, é emitido o certificado de exploração que torna em definitivo o registo no SRM e formaliza a atribuição de potência de ligação ao microprodutor (artigo 13º nº 3 e 4);

vi. No prazo de 10 dias após a emissão do certificado de exploração, o microprodutor celebra, por adesão, o contrato de comercialização de eletricidade conforme minuta disponível na página de Internet do comercializador[32] (artigo 19º nº 1). O comercializador será aquele com quem o produtor tem o contrato de fornecimento da eletricidade que consome[33];

vii. O comercializador tem 10 dias para comunicar ao SRM a conclusão do contrato, após o que o SRM avisa o operador da rede de distribuição para que este proceda, no prazo máximo de 10 dias, à ligação da unidade de microprodução à rede elétrica pública (artigo 19º nº 2, 4 e 5).

Direitos e Deveres do Microprodutor

[30] O prazo é de oito meses quando o microprodutor estiver sujeito ao regime jurídico da contratação pública no âmbito da implementação da microprodução.

[31] O Decreto-Lei nº 118-A/2010 veio revogar a norma que permitia a dispensa de inspeção em caso de "cadastro limpo" do instalador. Segundo a norma revogada, os instaladores que que tivessem cinco instalações autorizadas sem recurso a segunda inspeção teriam as suas instalações inspecionadas por amostragem com sorteio.

[32] O contrato de compra e venda de eletricidade deve seguir o modelo de contrato aprovado pela DGEG.

[33] Naturalmente que o microprodutor poderá, nos termos da lei e do contrato, alterar o comercializador que lhe fornece energia elétrica.

voltar ao índice

A qualidade de microprodutor confere ao operador um conjunto de direitos e deveres específicos.

São direitos gerais do microprodutor definitivamente registado e (por isso) titular do certificado de exploração:

a) Estabelecer uma unidade de microprodução por cada instalação eléctrica de utilização;

b) Ligar a unidade de microprodução à rede pública. O sujeito passivo deste dever é o operador da rede de distribuição.

c) Celebrar o contrato de compra e venda de eletricidade;

d) Vender a totalidade da eletricidade produzida, líquida do consumo dos serviços auxiliares.

O sujeito passivo dos dois direitos anteriores é o comercializador de eletricidade com o qual o microprodutor tinha um contrato de fornecimento de eletricidade para seu consumo. Esse comercializador está portanto não só obrigado a celebrar o contrato como a adquirir toda a energia eléctrica líquida que o microprodutor vier a injetar na rede.

Os microprodutores em regime bonificado têm ainda o direito a, durante um determinado período que é de oito mais sete anos, vender a eletricidade produzida por um determinado preço garantido que, enquanto o preço de mercado for inferior, será uma tarifa subsidiada.

No plano dos deveres do microprodutor podem destacar-se os de:

a) Entregar a totalidade da eletricidade produzida, líquida do consumo dos serviços auxiliares, à rede pública de distribuição em baixa tensão;

b) Produzir eletricidade apenas a partir da fonte de energia registada que, recorde-se, pode ser apenas de um tipo;

c) Consumir o calor produzido no caso de produção em cogeração;

d) Celebrar um contrato de compra e venda de eletricidade;

e) Relativamente às autoridades administrativas competentes, ao comercializador, e ao operador da rede de distribuição, prestar todas as

informações que por estes lhe sejam solicitadas e permitir o acesso à instalação pelo respectivo pessoal técnico;

g) Suportar os custos da ligação à rede pública, incluindo o respetivo contador de venda;

h) No caso de instalações que utilizem a energia eólica, ou que estejam localizadas em locais de livre acesso ao público, possuir um seguro de responsabilidade civil.

Em resumo, este regime jurídico constitui os operadores na dupla qualidade de produtor-consumidor ou de vendedor-comprador de energia.

Quanto à energia elétrica produzida, o produtor tem não apenas o direito mas também o dever de vender a sua totalidade, tendo depois que comprar toda a eletricidade que necessitar de consumir. Recorde-se, contudo, que a produção não pode ultrapassar 50% da potência contratada para consumo.

Esta equação nunca é economicamente desfavorável para o microprodutor porque este venderá a eletricidade microproduzida a um preço que será (a) no mínimo igual ao do preço por que a compra para consumo (regime geral) ou (b) bem superior ao preço de compra caso beneficie do regime bonificado.

Contrato de compra e venda de eletricidade microproduzida

A relação jurídica de transação de energia é o elemento fundamental de concretização da atividade de microprodução.

Sabendo-se que o calor produzido, seja em cogeração seja por eventuais colectores solares térmicos, se destina totalmente ao autoconsumo pelo microprodutor, apenas poderá existir transação de energia eléctrica.

A transação da energia eléctrica faz-se ao abrigo de um contrato de compra e venda de eletricidade que o microprodutor está obrigado a celebrar com um comercializador registado no SRM e com o qual tenha também um contrato de fornecimento de eletricidade para seu consumo.

Estabelecem-se, por isso, duas relações autónomas bilaterais de transação de um bem indiferenciável (*commodity*) que é a eletricidade. Essas duas relações

são reguladas por dois contratos autónomos, embora a existência do contrato de transação da eletricidade microproduzida dependa da existência do contrato de fornecimento de eletricidade ao microprodutor (artigo 12º nº 1). Assim microprodutor e comercializador ocupam mutuamente as posições de comprador e vendedor de eletricidade.

O contrato de compra e venda da eletricidade microproduzida é um contrato de adesão, visto que o microprodutor goza apenas de liberdade de celebração[34] e de nenhuma liberdade de estipulação. Mesmo o comercializador dispõe de limitada liberdade de estipulação visto que a minuta que disponibiliza para a adesão pelo microprodutor deve, por lei, seguir o modelo de contrato aprovado pela DGEG.

Nos termos do contrato o microprodutor tem o direito mas também a obrigação de vender toda a eletricidade que produza, que deverá ser da fonte registada e em quantidade até ao máximo prevista no registo. Consequentemente, fica obrigado a comprar toda a eletricidade que consuma e sujeito à limitação de não poder instalar uma unidade que microprodução com potência superior a 50% da potência prevista no outro contrato de fornecimento que tem com o comercializador.

Por seu lado, o comercializador tem a obrigação de comprar e pagar por toda a energia que o produtor injetar na rede em respeito da lei. O risco desta obrigação para o comercializador é mitigado pela garantia legal de que tudo poderá vender ao comercializador de último recurso (artigo 21º).

O apuramento da quantidade de energia eléctrica vendida faz-se com recurso a telecontagem mediante contador bidirecional, ou contador que assegure a contagem líquida dos dois sentidos, autónomo do contador da instalação de consumo (artigo 17º nº 2).

Relativamente a faturação pela venda da energia microproduzida, o comercializador deverá pagar diretamente ao microprodutor com a periodicidade dos pagamentos relativos ao consumo facturado à instalação eléctrica de utilização. Contudo, no caso de ter celebrado contrato de financiamento para a instalação de microprodução e "desde que obtenha o

[34] Nos termos do nº 1 do artigo 19º o produtor adere ao contrato de comercialização cuja minuta deve estar disponibilizada no sítio da Internet do comercializador identificado no registo da instalação.

voltar ao índice

acordo do banco ou entidade de crédito contratante, tem a faculdade de optar pela realização da amortização do financiamento diretamente pelo respectivo comercializador, por conta da receita de venda da eletricidade produzida e até ao máximo de 85 % do valor desta" (artigo 12º nº 3).

A tarifa aplicável a cada contrato de compra e venda depende do regime de remuneração em que se encontra a unidade de microprodução em causa, como de seguida melhor se verá.

Regimes Remuneratórios

O regime jurídico da microprodução estabelece dois regimes distintos de remuneração da venda de eletricidade: regime geral (artigo 10º) e regime bonificado (artigo 11º).

O regime bonificado assegura um determinado preço de venda calculado para garantir a cobertura e uma dada remuneração do investimento realizado pelo microprodutor, ao passo que no regime geral a tarifa é igual ao custo da energia do tarifário aplicável pelo comercializador de último recurso do fornecimento à instalação de consumo.

Dado que na situação atual a tarifa bonificada é significativamente superior à tarifa de venda ao consumidor final[35] [36], conclui-se que a tarifa no regime bonificado é fortemente subsidiada[37].

[35] A tarifa de referência para o regime bonificado prevista no Decreto-Lei nº 118-A/2010 é de 0,40 €/kWh, diminuindo depois para várias tecnologias com exceção da solar e reduzindo-se progressivamente ao longo dos quinze anos. Embora sendo uma comparação imperfeita, é possível perceber a diferença sabendo que para 2011 a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos fixou os preços das tarifas por atividade a aplicar pelos comercializadores de último recurso em baixa tensão normal entre 0,042€/kWh (horário de super vazio) e 0,065 €/kWh (horário de ponta) – cfr. http://www.erse.pt/PT/ELECTRICIDADE/ .

[36] Mesmo as previsões mais pessimistas sobre a evolução dos preços dos combustíveis fósseis e consequentemente da eletricidade produzida em regime de mercado livre não atingem o valor da tarifa do regime bonificado.

[37] O subsídio irá repercutir-se sobre os consumidores de eletricidade pela integração na tarifa final através da componente "tarifa de acesso às redes". Essa repercussão nos consumidores pode assim ser imediata, ou seria mediata caso o Governo optasse pela formação de défice tarifário que seria posteriormente repercutido nos

Da perspectiva do microprodutor é muito mais interessante economicamente beneficiar da remuneração bonificada. Contudo, pelas razões acima alertadas, a lei impõe limites quantitativos globais à potência instalada que beneficia de regime bonificado.

Com efeito, a lei estabelece um limite quantitativo global para todo o regime bonificado e alguns limites específicos para certos tipos de energia.

A potência de ligação anualmente disponível para registo em regime bonificado foi fixada em 25MW/ano (artigo 11º nº 8)[38], embora a potência exata seja depois divulgada anualmente por despacho da DGEG[39].

A lei impõe também limitações de potência às várias fontes de energia admissíveis com vista a obter um *mix* de microprodução também ele diversificado. A potência agregada de cada tipo de fonte de energia é limitada, por cada quilowatt instalado, a 2,4 MWh/ano no caso das fontes solar e eólica e a 4 MWh/ano no caso das restantes fontes admissíveis (artigo 11º nº 7).

Assim, de todos os que possam ser microprodutores ao abrigo da lei, apenas alguns poderão beneficiar do regime bonificado. Os demais ficam no regime geral de remuneração.

Para aceder ao regime bonificado o microprodutor tem de cumprir determinados requisitos e pedir o registo com a prioridade suficiente, dado que o acesso ao regime bonificado é concedido por ordem de inscrição até ser esgotada a quota anual disponível.

Nos termos do artigo 9º (na redação do Decreto-Lei nº 188-A/2010), só podem candidatar-se ao regime bonificado os microprodutores que cumpram os

---

consumidores acrescido dos custos do serviço dessa dívida.

[38] Como tal, o registo é conferido conforme a prioridade dos pedidos de pré-registo apresentados on-line no SRM, que vão sendo abertos por períodos. Os requerentes que ficarem excluídos pela sua ordenação podem beneficiar do regime geral.

[39] Mediante despacho publicado até 31 de Dezembro no SRM, a DGEG divulga o valor da tarifa aplicável no ano seguinte e a quota de potência de ligação a alocar nesse ano, e eventuais saldos de potência resultantes de anos anteriores, estabelecendo ainda a programação temporal da referida alocação de potência para a totalidade do ano a que respeita, através do sistema de registos (artigo 11º nº 10).

voltar ao índice

seguintes requisitos que são cumulativos e necessários (embora não suficientes):

(a) A potência de ligação da respectiva unidade de microprodução não seja superior a 3,68 kW, ou no caso dos condomínios, a 11,04 kW;

(b) A unidade de microprodução utilize uma das fontes de energia previstas na lei: solar, eólica, hídrica, cogeração (a biomassa ou não-renovável) e pilhas de combustível com base em hidrogénio proveniente de microprodução renovável;

(c) A instalação cumpra um dos seguintes requisitos "verdes":

i. *(Opção térmica)* Existir no local de consumo um sistema de colectores solares térmicos para aquecimento de água com um mínimo de 2 m² de área de colectores ou uma caldeira a biomassa com produção anual de energia térmica equivalente;

ii. *(Opção cogeração)* O sistema de cogeração estar integrado no aquecimento do edifício;

iii. *(Opção condomínios)* Tratando-se de condomínios, estes devem realizar auditoria energética que preveja que as medidas de eficiência energética a implementar tenham retorno em até dois anos[40].

Importa destacar, contudo, que o direito ao regime bonificado é transitório e não definitivo. O acesso ao regime bonificado assegura o direito a uma remuneração subsidiada por um período de 15 anos, que se divide em dois períodos: o primeiro é de 8 anos e tem tarifa de referência mais elevada, e o segundo período é de 7 anos e tem uma tarifa de referência mais baixa.

No final do período de 15 anos o microprodutor poderá continuar a produzir e injetar na rede, passando então a ser remunerado de acordo com o regime geral.

Note-se que o microprodutor pode decidir também renunciar ao regime bonificado antes do final do período de 15 anos. Essa situação poderá justificar-se quer por o microprodutor querer deixar de observar algum dos requisitos específicos de acesso ao regime bonificado, quer por a tarifa do regime geral ter ultrapassado a tarifa do regime bonificado.

[40] Não é claro do texto do Decreto-Lei se os condomínios estão dispensados do requisito indicado acima como "opção térmica".

voltar ao índice

Este último caso pode suceder visto que enquanto que a tarifa bonificada tem valores já definidos, a tarifa geral está indexada ao tarifário de fornecimento pelo comercializador de último recurso o qual poderá subir em resultado do incremento nos custos de produção da energia[41] ou do aumento da tarifa (regulada) de acesso às redes.

Com esta possibilidade de renúncia ao regime bonificado o microprodutor que dele beneficie fica seguro que poderá sempre receber a mais alta das duas remunerações, a bonificada ou a geral.

Sabendo-se já que no regime geral a "tarifa de venda de eletricidade é igual ao custo da energia do tarifário aplicável pelo comercializador de último recurso do fornecimento à instalação de consumo" (artigo 10º nº 2), importa por último esclarecer a forma de cálculo da tarifa no regime bonificado.

Ora, a tarifa aplicada a cada microprodutor é o resultado da conjugação da tarifa de referência prevista na lei com dois conjuntos de variáveis: (a) o tempo, isto é, a data do registo definitivo e o tempo decorrido desde o mesmo; e (b) a fonte de energia utilizada e o desconto que sobre a mesma incide (artigo 11º).

Em primeiro lugar é necessário saber qual a tarifa de referência que vigora à data da emissão do certificado de exploração. Essa informação é comunicada por despacho da DGEG a publicar anualmente até 31 de Dezembro e basicamente resulta da aplicação de um desconto de €20/MWh por cada ano decorrido relativamente à tarifa inicial de referência que era de € 400/MWh em 2010 (artigo 11º nº 5)[42].

Em cada um dos anos seguintes é apurada a tarifa de referência aplicável que resulta do desconto anual de €20/MWh.

Depois é necessário ponderar a segunda variável e calcular sobre a tarifa de referência aplicável o "desconto" pela fonte de energia escolhida.

[41] Por exemplo devido ao aumento do preço das energias primárias fósseis.

[42] Assim fez o Diretor Geral da Energia e Geologia em 30 de Dezembro de 2010, comunicando que a tarifa de referência para 2011 será de €380/MWh (tarifa de 2010 que era €400/MWh menos os €20/MWh por ter decorrido um ano) – *in* http://www.renovaveisnahora.pt/c/document_library/get_file?uuid=383f7e42-3876-4229-ad3b-4f3791b3b2d4&groupId=13360.

voltar ao índice

A discriminação entre a "valia" relativa de cada fonte de energia justifica-se pela ponderação dos diferentes custos de investimento de cada tecnologia e ainda do distinto potencial de sustentabilidade (eco-mérito) de cada uma.

Assim, as instalações a energia solar recebem 100 % da tarifa de referência aplicável, a energia eólica 80%, a energia hídrica 40%, a cogeração a biomassa 70% e cogeração não renovável 40 %.

O cálculo da remuneração bonificada a cobrar a cada ano pelo microprodutor depende, portanto, do ano em que obteve o certificado de exploração, do tempo já decorrido desde então e da fonte de energia por ele utilizada na instalação.

Um sistema complexo mas que procura um equilíbrio entre a cobertura dos custos dos equipamentos associados às unidades de microprodução e a racionalidade e sustentabilidade da subsidiação desses investimentos.

Precariedade dos registos?

O Decreto-Lei nº 118-A/2010 veio introduzir um novo nº 4 no artigo 4º que atribui ao membro do Governo responsável pela área da energia a competência para, por despacho a publicar no SRM, suspender o registo, sujeitá-lo a limitações adicionais ou a procedimentos especiais para acesso[43].

Ora, esta norma suscita dúvidas relevantes quanto à sua aplicação no tempo e à salvaguarda das situações constituídas. É que o n.º 4 do artigo 4 não esclarece se o despacho do Ministro é aplicável apenas a novos pedidos de registos, ou também aos registos já existentes.

O elemento literal da norma permite ambas interpretações: "pode determinar, mediante despacho (...) os termos da suspensão do registo ou a sua sujeição a limitações"[44].

[43] Os procedimentos adicionais poderão ser impostos para o acesso ao regime bonificado.

[44] Não fica claro se está em causa "o registo" enquanto conjunto existente e aberto, ou apenas a atividade de registar. A primeira interpretação faria incluir os registos existentes, enquanto a segunda limitaria aos pedidos de registo futuros ou não deferidos.

voltar ao índice

O elemento sistemático é também dúbio: se por um lado o artigo 4º regula o acesso/entrada na atividade (daí se tentando inferir que o despacho suspenderia entradas, mas não manutenções), por outro existe o número 7 do mesmo artigo 4º que restringe a aplicação no tempo apenas dos casos do nº 6 e não também dos casos do nº 4 desse artigo 4º. Ou seja, só relativamente à restrição do acesso à atividade por decisão operador da rede de distribuição é que o nº 7 limita o efeito restritivo para o futuro ("*aos pedidos de registo recebidos pelo SRM após cinco dias úteis da comunicação pelo operador da rede de distribuição ao SRM*"). Este nº 7 omite os casos do nº 4 (despacho do Ministro). Perante isto, deve entender-se que há uma lacuna do nº 7 relativamente aos casos do nº 4 que poderia ser preenchida pela sua aplicação analógica, ou há uma omissão propositada que significa que no caso do nº 4 o despacho do Ministro se aplica aos registos existentes?

O elemento histórico e teleológico podem ajudar... Sabendo-se que o nº 7 foi redigido quando não existia o despacho previsto no nº 4, poder-se-ia argumentar que foi falta de previsão não intencional que explica que aquando da criação do nº 4 não se lhe tenha estendido o alcance do nº 7[45].

Também a teleologia da norma do nº 4 sugere uma aplicação para o futuro da eventual suspensão ou limitação. O fim da norma parece ser o de criar uma válvula de escape administrativo para caso se verifique que as quotas de quantidade ou as soluções metodológicas previstas no Decreto-Lei são afinal exageradas e prejudiciais para o funcionamento do sistema e as prioridades da política energética. Nesse sentido o nº 4 permitiria ao Governo ajustar – para o futuro – as previsões quanto aos objectivos e métodos da microprodução que haviam sido estipulados no Decreto-Lei[46]. Este nº 4 parece assumir uma precarização ou subalternização das metas e objectivos gerais da microprodução face à política energética geral. Mas não parece querer ter o alcance de precarizar cada uma das unidades já instaladas[47].

[45] A falta de simultaneidade da adopção das normas preveniria uma interpretação *a contrario*.

[46] Recorde-se que o Decreto-Lei nº 118-A/2010 veio a fazer uma revisão ambiciosa das metas e quotas. Talvez seja este o mecanismo equilibrador para essa decisão otimista.

[47] Ainda se poderia argumentar que se essa reanálise do Governo concluísse que o desacerto das previsões seria demasiado grave, até as unidades já instaladas poderiam ser postas em causa. Contudo, não parece que o diploma tenha querido ir

Esta é também a interpretação mais conforme à Constituição e aos princípios fundamentais do Estado de Direito, na vertente da segurança jurídica e proteção da confiança. Essa interpretação conforme à Constituição sugere que o despacho do Ministro da Economia possa suspender e ou limitar as condições do registo futuro de unidades de microprodução, mas não poderá suspender ou impor restrições adicionais a registos já concedidos. Assim, poder-se-ia defender a aplicação analógica do nº 7 do artigo 4º aos casos do nº 4[48].

6. *Conclusão*

Em resumo, o regime jurídico da microprodução é simultaneamente um regime de acesso e um regime de promoção de uma atividade económica.

Na tentativa de encontrar um equilíbrio entre os benefícios e riscos que da atividade podem resultar, o legislador determinou que se o próprio acesso geral à atividade exige o cumprimento de certos requisitos, então o acesso ao regime especial bonificado envolve limitações ainda mais significativas (incluindo quantitativas).

Seguindo uma longa tradição de permitir a produção descentralizada de eletricidade, o legislador português atualizou em 2010 este regime jurídico que consiste num regime administrativo de acesso à atividade económica de produção descentralizada de energia eléctrica em instalações de pequena potência, a partir de energia "verde" (renovável ou de cogeração mesmo que não renovável), em que o microprodutor é também consumidor de energia da rede e tem a respectiva unidade instalada junto do local de consumo, beneficiando de uma garantia de venda da eletricidade que produzir e eventualmente de uma bonificação da respectiva tarifa.

voltar ao início do texto

tão longe na precarização das situações constituídas.

[48] Considerando a letra do nº 7 parece difícil defender a sua interpretação extensiva para se aplicar ao nº 4. A aplicação analógica, suportada na identidade de razões para a limitação no tempo – a proteção da confiança legítima, alcançará o mesmo resultado.

voltar ao índice

voltar ao índice

A actualidade e novidade destas matérias justificaram a promoção do Colóquio Ambiente & Energia pelo Instituto de Ciências Jurídico-Políticas[...] São algumas das intervenções produzidas nesse encontro, que reuniu académicos portugueses, espanhóis, brasileiros e ingleses, que aqui se publicam, para que a valiosa informação veiculada possa ter ampla divulgação pelos práticos, estudiosos e curiosos interessados neste tema.

Carla Amado Gomes
Tiago Antunes

Instituto de Ciências Jurídico-Políticas

www.icjp.pt