

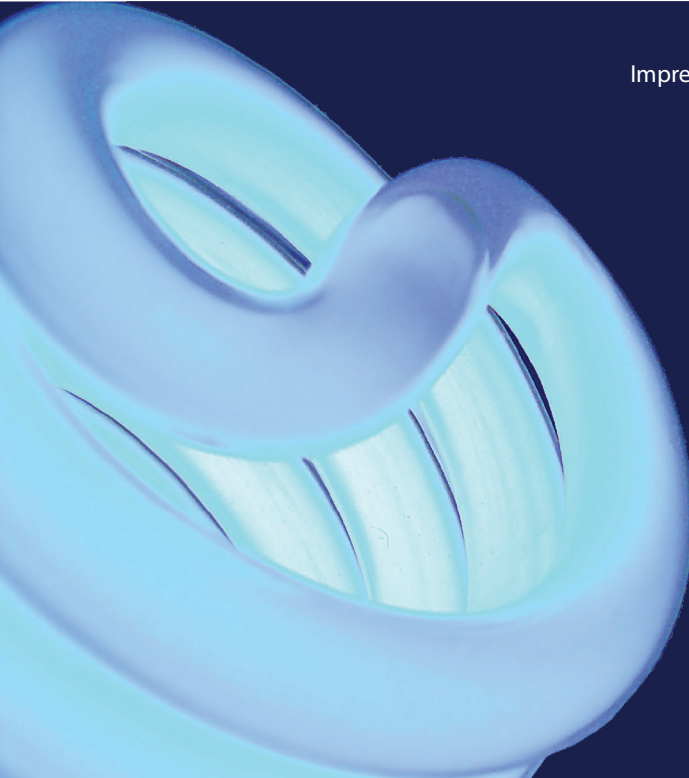
ESTUDOS DE DIREITO DA ENERGIA

n.º 0

ORGANIZAÇÃO

Suzana Tavares da Silva

Imprensa da Universidade de Coimbra
Coimbra University Press



EDIÇÃO

Instituto Jurídico

Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra

COORDENAÇÃO EDITORIAL

DaeDe - Departamento de Altos Estudos em Direito da Energia

EXECUÇÃO GRÁFICA

Várzea da Rainha

CONCEPÇÃO GRÁFICA | INFOGRAFIA

Ana Paula Silva

Jorge Ribeiro

CONTACTOS

daede@fd.uc.pt

<http://www.fd.uc.pt/daede>

Pátio da Universidade | 3004-545 Coimbra

ISBN

978-989-26-1408-3

ISBN DIGITAL

978-989-26-1409-0

DOI

<https://doi.org/10.14195/978-989-26-1409-0>

DEPÓSITO LEGAL

374139/14

© JULHO 2017

IMPRENSA DA UNIVERSIDADE DE COIMBRA

ESTUDOS DE DIREITO DA ENERGIA

ORGANIZAÇÃO
Suzana Tavares da Silva

N.º 0 | 2017

(Página deixada propositadamente em branco)

Nota Prévia	7
La certificación de eficiencia energética de los edificios: naturaleza, procedimiento y efectos	9
<i>Ángel Menéndez Rexach</i>	
El ocaso de las energías renovables en España. La quiebra del modelo español de fomento de las energías renovables	39
<i>Roberto Galán Vioque</i>	
Del “servicio universal” y “las obligaciones de servicio público” en el sector eléctrico a la protección del cliente vulnerable frente a la pobreza energética: regulación comunitaria y derecho español	65
<i>Isabel González Ríos</i>	
La fiscalidad de la electricidad en España: tributos estatales y autonómicos.....	97
<i>Miguel Ángel Sánchez Huete</i> <i>José Antonio Fernández Amor</i>	
Sostenibilidad ambiental y financiera: la revisión de la fiscalidad de energías renovables en España	129
<i>Gemma Patón García</i>	
Direito da energia e desenvolvemento: estudo de caso do Brasil.....	163
<i>Marilda Rosado de Sá Ribeiro</i> <i>Emília Lana de Freitas Castro</i>	
A responsabilidade civil e ambiental em actividades nucleares.....	191
<i>Alexandre Santos de Aragão</i>	
Energía renovável sustentável: como superar o paradoxo energético	231
<i>Alexandra Aragão</i>	
Uma relação pouco harmoniosa: o ambiente e as actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica.....	257
<i>Ana Celeste Carvalho</i>	

O apoio às energias renováveis em Portugal: uma política insustentável.....	291
<i>Claudia Soares</i>	
A nova política europeia em matéria de energias renováveis e a protecção dos investidores	319
<i>Suzana Tavares da Silva</i>	
<i>Marta Vicente</i>	
Energia e fontes renováveis. A produção de energia elétrica a partir de recursos hídricos revisitada	359
<i>Ana Raquel Gonçalves Moniz</i>	
O relevo do regime de comércio europeu de licenças de emissão no domínio do sector energético.....	415
<i>José Eduardo Figueiredo Dias</i>	
Novas fronteiras do setor elétrico e a implementação de um mercado retalhista no Brasil	431
<i>Natália de Almeida Moreno</i>	

NOTA PRÉVIA

Os Estudos de Direito da Energia são uma publicação do Departamento de Altos Estudos em Direito da Energia - DaeDe, entidade criada por iniciativa do Instituto Jurídico da Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra, que tem como finalidade o aprofundamento do estudo do direito da energia no contexto mundial e europeu e o aperfeiçoamento da respectiva aplicação prática em Portugal e nos países lusófonos. O DaeDe corresponde, a seu modo, a uma institucionalização natural da aposta na investigação organizada na área do direito da energia promovida pela Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra, que se iniciou há uns anos com o projecto sobre o direito do petróleo.

O primeiro número desta colecção, que agora se dá a conhecer, reúne trabalhos académicos e de especialistas nesta área de três países diferentes: Espanha, Brasil e Portugal. Trata-se de um volume comemorativo da criação do DaeDe, no qual se alia o interesse científico dos estudos publicados à satisfação da partilha académica deste momento com colegas de outros países, que, desta maneira, se associam a esta iniciativa e aqui nos deixam um valioso contributo para o sucesso do projecto.

Tendo como missão o estudo e a disseminação do conhecimento na área do direito da energia e assumindo entre os principais objectivos a promoção de trabalhos de investigação e a divulgação de ensaios sobre os diversos subtemas que hoje se inscrevem neste novo ramo jurídico, podemos dizer que a publicação do n.º 0 dos Estudos de Direito da Energia corresponde a uma das primeiras realizações formais do DaeDe, que cumpre com sucesso os propósitos da sua criação.

Coimbra, Março de 2014

7

*José Carlos Vieira de Andrade
Suzana Tavares da Silva*

(Página deixada propositadamente em branco)

LA CERTIFICACIÓN DE EFICIENCIA ENERGÉTICA DE LOS EDIFICIOS: NATURALEZA, PROCEDIMIENTO Y EFECTOS

Ángel Menéndez Rexach

Professor Catedrático de Derecho Administrativo
Universidad Autónoma de Madrid

I. INTRODUCCIÓN

La preocupación de las instituciones europeas por mejorar la eficiencia energética de los edificios tuvo su primera e importante manifestación en la Directiva 2002/91/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de diciembre de 2002. Se presenta como complementaria de la Directiva 93/76/CEE del Consejo, relativa a la limitación de las emisiones de dióxido de carbono mediante la mejora de la eficacia energética, para instaurar acciones más concretas con el fin de aprovechar el gran potencial de ahorro de energía aún sin realizar y reducir las grandes diferencias que existen entre Estados miembros en este sector.

En su parte expositiva subraya que *“el sector de la vivienda y de los servicios, compuesto en su mayoría por edificios, absorbe más del 40 % del consumo final de energía en la Comunidad y se encuentra en fase de expansión, tendencia que previsiblemente hará aumentar el consumo de energía y, por lo tanto, las emisiones de dióxido de carbono”* (6). Añade que *“las medidas para fomentar la mejora de la eficiencia energética de los edificios deben tener en cuenta las condiciones climáticas y las particularidades locales, así como el entorno ambiental interior y la relación coste-eficacia”* (9) y considera que *“las reformas importantes de los edificios existentes de unas ciertas dimensiones es una buena*

oportunidad de tomar medidas eficaces en relación con el coste para aumentar su rendimiento energético” (13). De este modo, vincula estrechamente a la rehabilitación edificatoria (y con ella a la regeneración urbana) la mejora de la eficiencia energética de los edificios. La Directiva manifiesta su preocupación por el coste excesivo de la calefacción y el aire acondicionado, sugiriendo que la facturación de esos gastos a los ocupantes de los edificios “calculados en proporción al consumo real, podría contribuir al ahorro de energía en el sector de la vivienda” (20).

Partiendo de estas premisas, los objetivos básicos de la Directiva son (art. 1):

- a) establecer el marco general de una metodología de cálculo de la eficiencia energética integrada de los edificios;
- b) la aplicación de requisitos mínimos de eficiencia energética de los edificios nuevos así como de grandes edificios existentes que sean objeto de reformas importantes;
- c) la certificación energética de edificios, y
- d) la inspección periódica de calderas y sistemas de aire acondicionado y la evaluación del estado de la instalación de calefacción con calderas de más de 15 años.

La Directiva define la eficiencia energética de los edificios como “*la cantidad de energía consumida realmente o que se estime necesaria para satisfacer las distintas necesidades asociadas a un uso estándar del edificio, que podrá incluir, entre otras cosas, la calefacción, el calentamiento del agua, la refrigeración, la ventilación y la iluminación*”.

El certificado de eficiencia energética de un edificio es “*un certificado reconocido por el Estado miembro, o por una persona jurídica designada por él, que incluye la eficiencia energética de un edificio calculada con arreglo a una metodología basada en el marco general figura en el anexo*”. Como después veremos, la finalidad de estos certificados es puramente informativa, sin perjuicio de que los Derechos nacionales puedan atribuirles otros efectos (art. 7.2, párrafo segundo, de la Directiva).

Habida cuenta de que el contenido de esta Directiva ha pasado, en sustancia, a la posterior Directiva 2010/31/UE, no es necesario reproducirlo aquí.

La decidida orientación de las políticas europeas hacia la mejora de la eficiencia energética para reducir la dependencia del exterior, ha adquirido singular relieve en la última década. Se enmarca en la Estrategia “Europa 2020”¹, uno de cuyos objetivos es alcanzar en esa fecha el

¹ COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN, EUROPA 2020 Una estrategia para

“20/20/20” en materia de clima y energía. En lo que aquí interesa, se trata de reducir el consumo energético de la UE en un 20 % en 2020.

En España, la Ley de Ordenación de la Edificación de 1999 incluyó entre las exigencias relativas a la habitabilidad el “*ahorro de energía y aislamiento térmico, de tal forma que se consiga un uso racional de la energía necesaria para la adecuada utilización del edificio*” (art. 3.1.c.3). Esta disposición se desarrolla en el Código Técnico de la Edificación (CTE), aprobado por RD 314/2006, de 17 de marzo, que incluye una serie de exigencias básicas de ahorro de energía, con el objetivo de “conseguir un uso racional de la energía necesaria para la utilización de los *edificios*, reduciendo a límites sostenibles su consumo y conseguir asimismo que una parte de este consumo proceda de fuentes de energía renovable, como consecuencia de las características de su *proyecto, construcción, uso y mantenimiento*” (art. 15, cursiva original, significando que esos términos se definen en el Anexo).

El Consejo de Ministros aprobó en 2003 la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética para el período 2004-2012. Propone medidas tanto para los edificios existentes como para los nuevos. En relación con los primeros, las medidas afectan a la envolvente edificatoria, a las instalaciones térmicas y a la iluminación. Para los nuevos, las medidas responden, fundamentalmente, a la citada Directiva 2002/91/CEE.

En 2010, el Informe de la Subcomisión de análisis de la estrategia energética española para los próximos 25 años², constituida en el Congreso de los Diputados, señaló que “*para alcanzar en el año 2020, el objetivo europeo de ahorrar un 20% en el consumo de energía primaria, es necesario que el Gobierno remita al Congreso de los Diputados una propuesta legislativa sobre el ahorro la eficiencia energética y las energías renovables*” y que “*la información y la educación de los ciudadanos en materia energética son esenciales para conseguir y adoptar hábitos de ahorro, eficiencia y responsabilidad en el uso de la energía*” (7.2.2, p. 110). En relación con el sector de la edificación, afirma la conveniencia de “*elaborar y aprobar un Plan que contenga las medidas necesarias para estimular de manera eficiente la construcción y la edificación sostenible, comenzando por los edificios oficiales y de las distintas Administraciones Públicas*”, así como “*establecer un calendario razonable para implementar medidas de ahorro y eficiencia energética en los edificios ya existentes y articular los plazos que permitan cumplir los objetivos europeos de sostenibilidad para 2020*”.

un crecimiento inteligente, sostenible e integrador, Bruselas, 3.3.2010, COM (2010) 2020.

² Boletín Oficial de las Cortes Generales. Congreso de los Diputados. IX Legislatura. Serie D General, nº 501 de 30 de diciembre de 2010.

Este trabajo no pretende abordar en su conjunto las medidas legales adoptadas para el fomento de la eficiencia energética de los edificios, sino solamente las relativas a los instrumentos de acreditación, en particular, el régimen de certificación del Real Decreto 235/2013, de 5 de abril, que incorpora al Derecho interno las Directivas europeas. También se estudia el Informe de Evaluación de los edificios, regulado en la Ley 8/2013, de 26 de junio, de rehabilitación, regeneración y renovación urbanas. Este informe se configura como superador de la actual Inspección Técnica de Edificios, en cuanto comprende, además de las condiciones constructivas, la de accesibilidad y eficiencia energética. En este último aspecto, el nuevo Informe incorpora el contenido del certificado de eficiencia energética, entroncando así con la regulación contenida en el RD 235/2013. La preocupación por el ahorro de energía en los edificios está presente en otras iniciativas normativas recientes, como el nuevo Plan estatal de vivienda y la reforma de la Ley de Costas.

Estas disposiciones integran un conjunto normativo disperso, pero coherente en líneas generales. Su novedad explica que todavía no haya sido suficientemente estudiado. Las páginas que siguen intentan reflejar la evolución normativa y el estado actual de la cuestión. Haremos en primer lugar una síntesis de la normativa europea (II) y su incorporación al Derecho interno español a través del citado RD 235/2013 (III). Seguidamente, se estudiará el Informe de Evaluación de los edificios introducido por la Ley 8/2013, de 26 de junio (IV) y las medidas previstas en el nuevo Plan estatal de vivienda y en la Ley 2/2013, de modificación de la de Costas (V). Finalmente, haremos algunas reflexiones sobre los problemas de aplicación de este conjunto de disposiciones desde la perspectiva del deber de conservación de los propietarios (VI).

II. NORMATIVA EUROPEA

La Directiva 2002/91/CE, para la eficiencia energética de los edificios, fue derogada por la Directiva 2010/31/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de mayo de 2010, con efectos a partir del 1 de febrero de 2012 (art. 29). La nueva Directiva, con la misma denominación que la anterior, lleva a cabo una labor de refundición de las modificaciones introducidas en ella³ e introduce otras de diverso calado. Ha sido modificada por la Directiva 2012/27/UE.

³ El Anexo V establece la Tabla de correspondencias entre las dos Directivas.

En su parte expositiva, la Directiva 2010/31/UE insiste (ya lo había dicho la 2002/91/CE) en que el 40 % del consumo total de energía en la Unión corresponde a los edificios y en la importancia de su reducción, que ahora se vincula al objetivo de rebajarlo en un 20% en 2020 (3 y 5). También insiste en que *“la eficiencia energética de los edificios debe calcularse con una metodología que puede ser diferente a escala nacional y regional”* y *“debe basarse no solo en las temporadas en que es necesario el uso de calefacción, sino que debe cubrir los resultados de eficiencia de un edificio a lo largo de año”* (considerando 9, cuyos objetivos se reflejan en los arts. 1 y 3). El marco general común de esa metodología se desarrolla en el anexo I.

Es responsabilidad exclusiva de los Estados miembros establecer requisitos mínimos de eficiencia energética de los edificios y de sus elementos. Los requisitos que establece la Directiva son mínimos y se entienden sin perjuicio de que cualquier Estado miembro mantenga o introduzca medidas más estrictas, siempre que sean compatibles con el Tratado de Funcionamiento de la UE (arts. 1 y 4). Estos requisitos se revisarán periódicamente a intervalos no superiores a cinco años.

No todos los edificios están sujetos a los requisitos de la Directiva. Los Estados miembros pueden exceptuar los siguientes (art. 4.2):

- a) edificios protegidos oficialmente por ser parte de un entorno declarado o en razón de su particular valor arquitectónico o histórico, en la medida en que el cumplimiento de determinados requisitos mínimos de eficiencia energética pudiese alterar de manera inaceptable su carácter o aspecto;
- b) edificios utilizados como lugares de culto y para actividades religiosas;
- c) construcciones provisionales con un plazo de utilización igual o inferior a dos años, instalaciones industriales, talleres y edificios agrícolas no residenciales de baja demanda energética y edificios agrícolas no residenciales que estén siendo utilizados por un sector cubierto por un acuerdo nacional sectorial sobre eficiencia energética;
- d) edificios de viviendas utilizados, o destinados a ser utilizados, bien durante menos de cuatro meses al año, o bien durante un tiempo limitado al año y con un consumo previsto de energía inferior al 25% de lo que resultaría de su utilización durante todo el año;
- e) edificios independientes con una superficie útil total inferior a 50 m².

Los requisitos de eficiencia energética no son aplicables sólo a los edificios nuevos. También lo serán a las “reformas importantes” de los existentes, que “*ofrecen la oportunidad de tomar medidas rentables para aumentar su eficiencia energética*”, si bien su exigencia podrá limitarse a las partes renovadas que tengan más relevancia para la eficiencia energética del edificio (expositivo 16 y art. 7). Los Estados pueden definir estas reformas en términos del valor del edificio, en cuyo caso pueden utilizar criterios como el valor actuarial o el valor actual basado en el coste de la reconstrucción, excluyendo el valor del terreno sobre el que se levanta el edificio. Este es justamente el criterio que utiliza la legislación española para fijar el límite del deber de conservación⁴.

La Directiva establece el objetivo de que el 31 de diciembre de 2020 todos los edificios nuevos sean edificios de consumo de energía casi nulo. También deberán serlo, después del 31 de diciembre de 2018, los edificios nuevos que estén ocupados y sean propiedad de autoridades públicas (art. 9.1). Sin embargo, los apartados 1 y 2 de este artículo quedarán derogados a partir de 5 de junio de 2014 por la Directiva 2012/27/UE, que después reseñaremos.

Se mantienen las definiciones de «eficiencia energética del edificio» y «certificado de eficiencia energética» de la Directiva de 2002 (art. 2.4 y 2.12 de la de 2010). Los Estados miembros deben establecer un sistema de certificación de dicha eficiencia con el fin de que los propietarios o arrendatarios puedan compararla y evaluarla. El certificado deberá incluir recomendaciones para la mejora de los niveles óptimos o rentables de eficiencia energética de un edificio o de una unidad de este y podrá incluir información adicional, como el consumo anual de energía para edificios no residenciales y el porcentaje que la energía procedente de fuentes renovables representa en el consumo total de energía (art. 11.1 y 2). La validez del certificado no excederá de diez años (art. 11.8).

El certificado informará al propietario o arrendatario sobre dónde obtener información más detallada así como de las actuaciones que se hayan de emprender para llevar a la práctica las recomendaciones y otros temas conexos, como auditorías energéticas o incentivos de carácter financiero o de otro tipo y posibilidades de financiación (art. 11.4). Los poderes públicos deben dar ejemplo con los edificios de que

⁴ Art. 9.1 de la Ley estatal de Suelo de 2008 en la nueva redacción introducida por la Ley 8/2013, de 26 de junio.

sean propietarios (art. 11.5)⁵.

El indicador de eficiencia energética que figura en el certificado se hará constar en los anuncios publicitarios que aparezcan en los medios de comunicación cuando el edificio (o sus unidades) se pongan en venta o alquiler (art. 12.4). En los edificios públicos en que sea obligatorio, el certificado se expondrá en lugar destacado y bien visible por el público (art. 13)⁶.

La certificación de la eficiencia energética de los edificios y la inspección de las instalaciones de calefacción y de aire acondicionado se realizarán por expertos independientes cualificados o acreditados (art. 17). También deberán ser independientes los sistemas de control de los certificados e informes que cada Estado ha de establecer (art. 18). Asimismo, deberán tomarse las medidas necesarias para informar a los propietarios o arrendatarios de los edificios o unidades de estos sobre los distintos métodos y técnicas que contribuyan a la mejora de la eficiencia energética (art. 20.1) y establecer el régimen sancionador aplicable (art. 27).

La fecha de transposición de la Directiva expiró el 9 de julio de 2012 (art. 28). El Reglamento delegado (UE) N° 244/2012, de la Comisión, de 16 de enero de 2012, complementa la Directiva 2010/31/UE, estableciendo un marco metodológico comparativo para calcular los niveles óptimos de rentabilidad de los requisitos mínimos de eficiencia energética de los edificios y de sus elementos. El marco metodológico precisa las normas que deben aplicarse para comparar las medidas de eficiencia energética, las medidas que integren fuentes de energía renovables y los paquetes y variantes de esas medidas, sobre la base de su eficiencia energética primaria y del coste atribuido a su implementación. Regula también la forma de aplicar dichas normas a edificios de referencia seleccionados para identificar los niveles óptimos de rentabilidad de los requisitos mínimos de eficiencia energética (art. 1°).

La Directiva 2010/30/UE ha sido modificada por la 2012/27/EU, de 25 octubre 2012, también del Parlamento europeo y el Consejo⁷. Parte de la base de que la UE no avanza hacia su objetivo de redu-

⁵ La exigencia de certificado será aplicable a los edificios en los que una autoridad pública ocupe una superficie útil total superior a 500 m² y que sean frecuentados habitualmente por el público. El 9 de julio de 2015, este umbral de 500 m² se reducirá a 250 m² (art. 12.1.b).

⁶ No obstante, no es obligatorio exponer las recomendaciones (art. 13.3).

⁷ Esta Directiva, relativa a la eficiencia energética, modifica las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y deroga las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE.

cir en un 20% su consumo de energía previsto para 2020. De ahí que proponga aplicar en todos los sectores económicos nuevas medidas de eficiencia energética que contribuyan a alcanzar ese objetivo. Considera preferible que se consiga a partir de la aplicación acumulativa de medidas específicas nacionales y europeas, para lo que “*procede exigir a los Estados miembros que fijen objetivos, planes y programas nacionales de eficiencia energética de carácter indicativo*” (expositivo 16 y art. 3). En consecuencia, “*los Estados miembros establecerán una estrategia a largo plazo para movilizar inversiones en la renovación del parque nacional de edificios residenciales y comerciales, tanto público como privado*” (art. 4). A más tardar el 30 de abril de 2014, se publicará una primera versión de la estrategia, que se actualizará cada tres años y será remitida a la Comisión en el marco de los Planes nacionales de acción para la eficiencia energética.

La Directiva insiste en la función ejemplarizante de los edificios de los organismos públicos. Al respecto, impone a los Estados la obligación de renovar anualmente, a partir del 1 de enero de 2014, el 3% de la superficie total de los edificios con calefacción y/o sistema de refrigeración que tenga en propiedad y ocupe su Administración central (art. 5.1). No obstante, como ya nos consta, pueden excluirse los edificios protegidos, los destinados a la defensa nacional y los utilizados como lugares de culto o para actividades religiosas (art. 5.2).

En la misma línea de ejemplaridad, la Directiva impone a los Estados la obligación de que las Administraciones centrales adquieran solamente productos, servicios y edificios que tengan un alto rendimiento energético. Esta obligación será aplicable a los contratos para la adquisición de productos, servicios y edificios por parte de organismos públicos, siempre que tales contratos sean de un valor igual o superior a los límites fijados en el artículo 7 de la Directiva 2004/18/CE, es decir, a los contratos sujetos a regulación armonizada en función de su importe estimado.

Con carácter general, se dispone que “*los Estados miembros evaluarán y tomarán en su caso las medidas adecuadas para suprimir barreras reglamentarias y no reglamentarias que se opongan a la eficiencia energética, sin perjuicio de los principios básicos de la legislación sobre inmuebles y arrendamiento*.” (art. 19).

La Directiva 2012/27/UE se enmarca en la Estrategia europea 2020. No introduce modificaciones sustanciales en la Directiva 2010/30 desde la óptica de este trabajo, aparte de las dos mencionadas: a) la obligación impuesta a los Estados de presentar una Estrategia de

renovación de edificios antes 30 de abril de 2014 (art. 4); b) el mandato de ejemplaridad dirigido a los poderes públicos. El plazo de transposición finaliza el 5 de junio de 2014 (art. 28).

En abril de 2013 la Comisión ha publicado un estudio sobre los certificados de eficiencia energética de los edificios y su impacto sobre los precios de venta y alquiler en varios países europeos (entre los que no figura España)⁸. El estudio explora si hay o no una relación entre la eficiencia energética de los edificios y sus precios de venta o alquiler. La conclusión es que sí la hay en la mayor parte de los países estudiados.

Veamos a continuación cómo se han incorporado al Derecho interno español las previsiones de las Directivas europeas.

III. LA NORMATIVA “BASICA” DE CERTIFICACIÓN DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DE LOS EDIFICIOS

Las exigencias relativas a la certificación energética de edificios establecidas en la Directiva 2002/91/CE, se transpusieron parcialmente mediante el Real Decreto 47/2007, de 19 de enero, por el que se aprobó un procedimiento básico para la certificación de eficiencia energética de edificios de nueva construcción, quedando pendiente de regulación la certificación energética de los edificios existentes, que son, lógicamente, la inmensa mayoría y que adolecen de importante deficiencias en este aspecto. Sin embargo, el Consejo de Estado se opuso a la aprobación del proyecto de RD que completaba la incorporación de la Directiva 2002/91/CE, porque carecía de fundamento legal. Según el Alto Cuerpo Consultivo no lo tendría hasta la promulgación de la Ley de Economía Sostenible en 2011⁹.

El RD 47/2007 se dictó en ejercicio de las competencias que corresponden al Estado sobre bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, sobre protección del medio ambiente y sobre bases del régimen minero y energético (art. 149.1. 13^a, 23^a y 25^a CE). Excluía de su ámbito de aplicación: a) los edificios que a la entrada en vigor de este RD estuviesen en construcción y los proyectos con licencia de obras solicitada; b) los proyectos supervisados y aprobados por las Administraciones públicas competentes o visados por

⁸ Bio Intelligence Service, Ronan Lyons and IEEP (2013) Energy performance certificates in buildings and their impact on transaction prices and rents in selected EU countries, Final report prepared for European Commission (DG Energy).

⁹ Dictamen 95/2013, de 13 de marzo.

colegios profesionales antes de la fecha de entrada en vigor, siempre que la licencia exigible se solicitase en el plazo de un año (Disposición Transitoria 1ª).

La modificación de la Directiva 2002/91/CE por la Directiva 2010/31/UE obligó a incorporar al ordenamiento jurídico español el contenido de esta última, cuyo plazo de transposición finalizó, como se recordará, el 9 de julio de 2012. Por una serie de vicisitudes, se incumpliría ese plazo y la Comisión demandaría a España ante el TJUE. En lugar de proceder a la modificación del RD 47/2007, de 19 de enero, se optó por aprobar un nuevo reglamento, que incorporase las novedades y las refundiese con las disposiciones del RD 47/2007, que continuarían en vigor. Siguiendo este criterio unificador se dictó el RD 235/2013, de 5 de abril, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios. Mediante él, según explica su Preámbulo, se transpone parcialmente la Directiva 2010/31/UE, refundiendo el Real Decreto 47/2007, de 19 de enero, con la incorporación del procedimiento básico para la certificación de eficiencia energética de edificios existentes, teniendo en consideración la experiencia de su aplicación en sus cinco años de vigencia.

1. El fundamento legal de la regulación

El Preámbulo del RD 235/2013 explica que la regulación de la certificación de eficiencia energética de los edificios tiene un doble fundamento legal: la Ley General para la Defensa de los Consumidores y Usuarios y la de Economía Sostenible. En la actualidad, hay una regulación sustantiva y sancionadora en la Ley 8/2013, de 26 de junio, de rehabilitación, regeneración y renovación urbanas.

La Ley General para la Defensa de los Consumidores y Usuarios (Texto Refundido aprobado por RD Legislativo 1/2007, de 16 de noviembre) no dice absolutamente nada sobre la certificación de la eficiencia energética de los edificios. Si se invoca como fundamento de la regulación que comentamos, es porque esta certificación se configura como una garantía del consumidor (adquirente o arrendatario), que forma parte de su derecho de información en las transacciones inmobiliarias y en los alquileres. Como hemos visto, según las Directivas, la certificación debe exhibirse precisamente en esas operaciones.

La Ley de Economía Sostenible (Ley 2/2011, de 4 de mar-

zo, LES) establece que “*las Administraciones Públicas se asegurarán de que los consumidores dispongan de información completa, clara y comprensible sobre el consumo de energía y el impacto medioambiental de los productos y equipos que utilicen energía que adquieren, de manera que puedan incorporar tales elementos a sus decisiones de consumo*” (art. 83.2). En la fecha de esta Ley los certificados de eficiencia energética de los edificios de nueva construcción ya estaban regulados en el RD 47/2007, pero el Consejo de Estado había considerado que carecía de cobertura legal la de los edificios existentes, pues no podía ampararse en la legislación de consumidores y usuarios, a diferencia del supuesto de los nuevos edificios que sí tenía esa cobertura, por tratarse de una obligación impuesta en el seno de la relación entre empresario y consumidor. La LES ofrece cobertura expresa a esa regulación, remitiendo al reglamento en los aspectos procedimentales.

Finalmente, la Ley 8/2013 contiene una regulación sustantiva del Informe de Evaluación de los Edificios, del que forma parte la certificación de su eficiencia energética (art. 4.2.c) y establece el régimen sancionador en la materia (Disposiciones Adicionales 3ª y 4ª). Esta regulación legal puede ser objeto de desarrollo reglamentario, en el ámbito de las competencias del Estado, sin perjuicio de que lo sea también por los legisladores y gobiernos autonómicos en el ámbito de las suyas.

2. El fundamento competencial: ¿qué es el procedimiento “básico”?

Tanto el RD 47/2007 como el RD 235/2013 se dictan en ejercicio de las competencias del Estado sobre bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, sobre protección del medio ambiente y sobre bases del régimen minero y energético (art. 149.1. 13.ª, 23.ª y 25.ª CE). El denominador común a estos tres títulos es que la competencia estatal se limita a las “bases” (con el añadido de la coordinación en la planificación económica). Ello implica que la regulación estatal (legal y reglamentaria) tiene que dejar un margen para el desarrollo normativo autonómico y que su ejecución no corresponderá (normalmente) a la Administración General del Estado, salvo en relación con los edificios de titularidad estatal.

Las “bases” tienen que estar, en principio, contenidas en normas de rango legal, pero pueden ser establecidas por vía reglamentaria. En concreto, el TC ha considerado procedente el establecimiento re-

glamentario de “bases” cuando concurre el doble requisito de la existencia de una habilitación legal y de la inadecuación de la ley para regular una determinada materia en razón de su naturaleza y características, en concreto, “[m]aterias que por su carácter organizatorio y prestacional exigen una continua adecuación, siendo por ello justificado su tratamiento reglamentario, y siempre, desde luego, dentro de los límites que la misma Ley impone” (STC 77/1985, de 27 de junio, FJ 16).

En nuestro caso, hemos visto que la regulación legal era prácticamente inexistente hasta la LES y que ésta se limitó a prever la existencia de los certificados de eficiencia energética y a autorizar al Gobierno para regular el procedimiento básico para su expedición. Esta remisión es correcta, puesto que la regulación de aspectos procedimentales es, en principio, materia propia del desarrollo reglamentario, lo que no significa que esté reservada a él. En otras palabras, la ley deberá establecer las garantías procedimentales básicas, aplicándose en su defecto, las que integran el procedimiento administrativo “común” y el reglamento incluirá la regulación completa del procedimiento aplicable.

Aquí el reparto competencial complica la cuestión, porque el Estado sólo puede regular las “bases” del procedimiento. Su regulación completa corresponderá a las Comunidades Autónomas, pudiendo existir diferencias en aspectos no básicos. Esto nos lleva a plantear el significado del procedimiento “básico”, cuya regulación debe formar parte necesariamente de las “bases”. Si, según jurisprudencia constitucional constante (STC 139/2013, de 8 de julio, FJ 3), la regulación del procedimiento es accesorio a la competencia sustantiva sobre una materia, el Estado podrá regular aspectos procedimentales sólo en la medida en que se puedan considerar “básicos”.

No hay que confundir procedimiento “básico” con procedimiento “común”. Estos adjetivos tienen implicaciones competenciales importantes. La expresión “procedimiento básico” se refiere a las “bases de un procedimiento especial”, que corresponderá establecer al Estado como parte de la regulación básica de una materia, pero cuya regulación completa corresponderá al legislador autonómico. Por su parte, el procedimiento “común” es el conjunto de garantías procedimentales (incluyendo la estructura del procedimiento) que deben respetarse en la actividad jurídica de la Administración, es decir, en todos los procedimientos específicos que se establezcan “*ratione materiae*”. Esto no significa que todas esas garantías se deban observar en todos los pro-

cedimientos sino sólo las que sean exigibles en función de su objeto¹⁰.

En consecuencia, la regulación de un procedimiento básico debe respetar las garantías del procedimiento común e incorporar las peculiaridades procedimentales derivadas de la regulación sustantiva de la materia de que se trate, que, por su importancia, se deban considerar “básicas”, pues, si no tienen ese carácter, no podrán ser reguladas por el Estado, ni por vía legal ni reglamentaria.

En nuestro caso, el objeto del procedimiento básico es *“el establecimiento de las condiciones técnicas y administrativas para realizar las certificaciones de eficiencia energética de los edificios y la metodología de cálculo de su calificación de eficiencia energética, considerando aquellos factores que más incidencia tienen en el consumo de energía de los edificios, así como la aprobación de la etiqueta de eficiencia energética como distintivo común en todo el territorio nacional”* (art. 1.1 RD 235/2013). El propio artículo, en su apartado 2, declara que la finalidad de la aprobación del procedimiento básico *“es la promoción de la eficiencia energética, mediante la información objetiva que obligatoriamente se habrá de proporcionar a los compradores y usuarios en relación con las características energéticas de los edificios, materializada en forma de un certificado de eficiencia energética que permita valorar y comparar sus prestaciones definitiva”*.

Ante esta definición del objeto y finalidad del procedimiento básico, hay que preguntarse si lo que hace el RD comentado es solamente regular un procedimiento (en sus aspectos básicos) o si, además, establece el régimen sustantivo de las certificaciones de eficiencia energética (condiciones técnicas y administrativas para realizarlas). A mi juicio, esto último es lo que hace el reglamento que comentamos, por lo que su denominación no es muy precisa. Aparte de ser discutible en el plano conceptual, no se ha tenido en cuenta que es mucho más fácil justificar la competencia estatal en la regulación de aspectos sustantivos que en los puramente procedimentales, cuando esa competencia se limita a las “bases”.

Como se verá a continuación, el RD 235/2013 no se limita a establecer el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios, sino que regula también la propia certificación en sus aspectos sustantivos, es decir, como obligación de información a los compradores y usuarios. Esto era inevitable puesto que,

¹⁰ Para más detalle, véase MENENDEZ REXACH A., RODRÍGUEZ-CHAVES, B.Y. CHINCHILLA PEINADO, *Las garantías básicas del procedimiento administrativo*, Centro de Estudios, Colegio de Registradores de la Propiedad, Mercantiles y Bienes Muebles de España, Madrid 2005, p. 14 y ss.

como hemos visto, las leyes de cobertura no contenían esa regulación sustantiva (la LES se limitó a establecer el deber de información y a remitir el procedimiento básico de certificación al desarrollo reglamentario)¹¹. El resultado es que se incluyen en el procedimiento básico aspectos sustantivos de la certificación. No sólo eso, sino que casi todas las reglas son sustantivas, mientras que las procedimentales se remiten al desarrollo normativo autonómico.

Las afirmaciones anteriores están claramente respaldadas por la regulación del ámbito de aplicación. El RD lo refiere al “procedimiento básico” (art. 2), pero, en realidad, está delimitando los supuestos en que es exigible la certificación, para cuya realización, lógicamente, habrá que seguir un procedimiento.

3. Naturaleza de la certificación y ámbito de aplicación

Las definiciones legales ponen claramente de relieve que la certificación es un proceso y el certificado es el documento que resulta de ese proceso. El reglamento distingue entre la certificación de proyecto, la del edificio terminado o parte de él y la del edificio existente. Lo mismo ocurre con el certificado (art. 1.3).

Se entiende por edificio *“una construcción techada con paredes en la que se emplea energía para acondicionar el ambiente interior; puede referirse a un edificio en su conjunto o a partes del mismo que hayan sido diseñadas o modificadas para ser utilizadas por separado”*. La eficiencia energética de un edificio es el *“consumo de energía, calculado o medido, que se estima necesario para satisfacer la demanda energética del edificio en unas condiciones normales de funcionamiento y ocupación, que incluirá, entre otras cosas, la energía consumida en calefacción, la refrigeración, la ventilación, la producción de agua caliente sanitaria y la iluminación”*¹².

Indisolublemente vinculado al certificado de eficiencia energética del edificio está la etiqueta de eficiencia energética. Ésta puede utilizarse cuando se haya obtenido el certificado de eficiencia, durante el periodo de validez del mismo (art. 12).

La exigencia de certificación es aplicable a (art. 2.1): a) edificios de nueva construcción; b) edificios o partes de edificios existentes que

¹¹ Se puede conjeturar que la cláusula de autorización de la LES ha condicionado la denominación del RD 235/2013. Pero es más probable que los términos de dicha cláusula estuviese influidos por la denominación del RD 47/2007, que era idéntica.

¹² Como es obligado, la definición coincide en sustancia con la de las Directivas (supra I), aunque hay pequeñas diferencias terminológicas.

se vendan o alquilen a un nuevo arrendatario, siempre que no dispongan de un certificado en vigor; c) edificios o partes de edificios en los que una autoridad pública ocupe una superficie útil total superior a 250 m² y que sean frecuentados habitualmente por el público.

Se excluyen del ámbito de aplicación los supuestos previstos en las Directivas, a los que se añaden los edificios que se compren para reformas importantes o demolición. En cuanto a los edificios nuevos se prevé que todos los que se construyan a partir del 31 de diciembre de 2020 serán edificios de consumo de energía casi nulo, conforme a lo que se establezca en el CTE. Esa fecha se adelanta al 31 de diciembre de 2018 para los edificios de titularidad pública (Disposición Adicional 2^a).

Se crean los denominados “*documentos reconocidos para la certificación de eficiencia energética*”, que se definen como documentos técnicos, sin carácter reglamentario, que cuenten con el reconocimiento conjunto del Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR) y del Ministerio de Fomento y tengan el contenido que se establece (art. 3.2). En el primero se llevará el Registro general de documentos reconocidos, que tendrá carácter público e informativo (art. 3.3). Por consiguiente, estos documentos no tienen carácter normativo: son guías o programas para facilitar el cumplimiento del deber legal de certificación. Ni siquiera se pueden considerar normas “técnicas” en el sentido de las de normalización industrial y de servicios que aprueba AENOR, aunque podrían tener ese carácter si se aprueban por organismo autorizado.

Una última observación sobre la naturaleza jurídica de estos documentos. Según el art. 4.1 1. “*los procedimientos para la calificación de eficiencia energética de un edificio deben ser documentos reconocidos y estar inscritos en el Registro general al que se refiere el artículo 3*”. Esta redacción es muy confusa, pues es evidente que un procedimiento no puede ser un “documento reconocido”. Al contrario, será en el documento reconocido donde se establecerá el protocolo o modo de proceder para la calificación de la eficiencia energética. En otras palabras, los procedimientos para dicha calificación no *son* documentos reconocidos, sino que *deben estar* previstos en ellos.

4. Régimen de la certificación

Ya hemos visto que, según la Directiva 2010/31/UE, la finalidad de la certificación es puramente informativa. Así lo establece el RD que comentamos: “*Cuando se construyan, vendan o alquilen edificios o unidades de éstos, el certificado de eficiencia energética o una copia de éste se deberá mostrar al comprador o nuevo arrendatario potencial y se entregará al comprador o nuevo arrendatario, en los términos que se establecen en el Procedimiento básico*” (art. único).

4.1. Obligados

El promotor o propietario del edificio o de parte del mismo, ya sea de nueva construcción o existente, será el responsable de encargar la realización de la certificación de eficiencia energética del edificio o parte de él. También será responsable de conservar la correspondiente documentación (art. 5.1). El certificado debe presentarse, por el promotor, o propietario, en su caso, al órgano competente de la Comunidad Autónoma para su registro (art. 5.6) y estará a disposición de las autoridades competentes en materia de eficiencia energética o de edificación que así lo exijan por inspección o cualquier otro requerimiento, bien incorporados al Libro del edificio, en el caso de que su existencia sea preceptiva, o en poder del propietario del edificio o de la parte del mismo, o del presidente de la comunidad de propietarios (art. 5.7).

El órgano competente de la Comunidad Autónoma determinará el modo de inclusión del certificado de eficiencia energética de los edificios, en la información que el vendedor debe suministrar al comprador, de acuerdo con lo establecido sobre transparencia e información a los consumidores en el artículo 83 de la LES (art. 14.3).

4.2. Contenido

El certificado contendrá la información que se detalla sobre las características energéticas del edificio y su calificación expresada mediante la *etiqueta energética* (art. 6) y, para los edificios existentes, documento de recomendaciones para la mejora de los niveles óptimos o rentables de la eficiencia energética.

La certificación de eficiencia energética de un edificio de nueva construcción o parte del mismo, constará de dos fases: la certificación

de eficiencia energética del proyecto y la certificación energética del edificio terminado. El certificado del proyecto quedará incorporado al proyecto de ejecución. El certificado del edificio terminado expresará que el edificio ha sido ejecutado de acuerdo con lo establecido en el proyecto de ejecución y en consecuencia se alcanza la calificación indicada en el certificado del proyecto (art. 7).

La distinción anterior no es aplicable, lógicamente, a los edificios existentes, en los que habrá un solo certificado (art. 8).

4.3. Técnico competente

Los certificados podrán ser suscritos por cualquier técnico competente. Lo será quien esté en posesión de alguna de las titulaciones académicas y profesionales habilitantes para la redacción de proyectos o dirección de obras y dirección de ejecución de obras de edificación o para la realización de proyectos de sus instalaciones térmicas, según lo establecido en la Ley de Ordenación de la Edificación, o para la suscripción de certificados de eficiencia energética, o haya acreditado la cualificación profesional necesaria para suscribir certificados de eficiencia energética según lo que se establezca mediante Orden del MINETUR (art. 1.3.p).

4.4. Eficacia

El certificado de eficiencia energética tendrá una validez máxima de diez años. Las condiciones de renovación o actualización serán establecidas por la Comunidad Autónoma. El propietario del edificio será responsable de la renovación o actualización del certificado en las condiciones establecidas. Podrá proceder voluntariamente a la actualización, cuando considere que existen variaciones en aspectos del edificio que puedan modificar su eficiencia energética (art. 11).

La obtención otorgará el derecho de utilización, durante el periodo de validez del mismo, de la etiqueta de eficiencia energética, que se incluirá en toda oferta, promoción y publicidad dirigida a la venta o arrendamiento del edificio o unidad del edificio. Deberá figurar siempre en la etiqueta, de forma clara e inequívoca, si se refiere al certificado de eficiencia energética del proyecto o al del edificio terminado (art. 12).

Todos los edificios o unidades de edificios de titularidad privada que sean frecuentados habitualmente por el público, con una superficie útil total superior a 500 m² (250 m² en el caso de los públicos), exhibirán la etiqueta de forma obligatoria, en lugar destacado y bien visible por el público, cuando les sea exigible su obtención. En los demás casos la exhibición pública de la etiqueta será voluntaria, y de acuerdo con lo que establezca la Comunidad Autónoma (art. 13).

4.5. Régimen sancionador

El RD 235/2013 no contiene un régimen sancionador específico. Se limita a disponer que el incumplimiento de sus preceptos “*se considerará en todo caso como infracción en materia de certificación de la eficiencia energética de los edificios y se sancionará de acuerdo con lo dispuesto en las normas de rango legal que resulten de aplicación*”. Añade que “*el incumplimiento de los preceptos contenidos en este procedimiento básico que constituyan infracciones en materia de defensa de los consumidores y usuarios*”, se sancionará de acuerdo con lo establecido en esa legislación (art. 18).

El establecimiento de un régimen sancionador suele plantear problemas complejos, entre otras razones porque casi nunca se le dedica la atención que requiere. Pero el “bajonazo” con que lo despacha el RD que comentamos está muy lejos de los mínimos exigibles. Dejando de lado las infracciones que sean reconducibles a la legislación general de consumidores y usuarios, es manifiestamente ilegal la afirmación de que cualquier incumplimiento “*se considerará en todo caso como infracción en materia de certificación de la eficiencia energética de los edificios y se sancionará de acuerdo con lo dispuesto en las normas de rango legal que resulten de aplicación*”. Es ilegal porque infringe el principio de tipicidad de las infracciones, que es un elemento clave del régimen sancionador (art. 129 LRJPAC). Al no tipificar infracciones (ni las califica de leves, graves o muy graves), tampoco determina las sanciones correspondientes, como exige el propio precepto legal, limitándose a una vaga remisión a “*lo dispuesto en las normas de rango legal que resulten de aplicación*”. Tales normas sencillamente no existían en ese momento.

Esta clamorosa ilegalidad del régimen sancionador y, en definitiva, su ineffectividad (lo dispuesto en ese artículo es inaplicable, aunque no haya sido declarado ilegal) ha sido subsanada por la Ley 8/2013,

que tipifica las infracciones en materia de certificación de eficiencia energética y establece las sanciones correspondientes (Disposiciones Adicionales 3ª y 4ª), como se verá más adelante.

5. Comentario crítico

La reseña del contenido del RD 235/2013 permite comprobar que en él no se regula el procedimiento básico para la certificación de eficiencia energética, sino los elementos sustantivos básicos del proceso de certificación, el certificado en que se refleja y la etiqueta acreditativa de la calificación. Se confirma así la impropiedad de la denominación del RD, porque el procedimiento para la certificación es un procedimiento técnico, que no se establece en el RD, sino en los documentos técnicos a que el mismo se refiere, que se podrán considerar “normas técnicas” cuando estén aprobadas como tales.

El resultado es correcto (aunque el fundamento no lo sea tanto), porque el procedimiento de certificación no es, en puridad, un procedimiento administrativo, sino un protocolo o guía que deben seguir los técnicos competentes en el proceso de certificación. Cuestión distinta es que ese proceso y el certificado correspondiente tengan efectos administrativos.

Por lo demás, el RD deja un margen amplio para el desarrollo normativo autonómico, en coherencia con su carácter “básico”, aunque la línea divisoria siempre sea difícil de trazar.

IV. EL INFORME DE EVALUACIÓN DE LOS EDIFICIOS EN LA LEY 8/2013, DE 26 DE JUNIO, DE REHABILITACIÓN, REGENERACIÓN Y RENOVACIÓN URBANAS

Esta importante ley marca decididamente el cambio de orientación de las políticas urbanas hacia la mejora de la ciudad existente, en la línea señalada por la vigente Ley estatal (Texto Refundido de 2008, LS08). Es significativo que, entre las sustanciales modificaciones de esta Ley que introduce la que ahora reseñamos figure la adición a los contenidos del principio de desarrollo territorial y urbano sostenible del *“uso eficiente de los recursos y de la energía, preferentemente de generación propia, así como la introducción de energías renovables”* (nueva redacción del art. 2.3.c. LS). También se modifica la Ley de Propiedad Horizontal, la de

Ordenación de la Edificación y el Código Técnico de la Edificación, pese a tener rango reglamentario.

La Ley 8/2013 pretende contribuir a la consecución del objetivo europeo de reducción del 20% del consumo energético en 2020, mediante el fomento de la rehabilitación que constituye su finalidad primordial. El Preámbulo (II, párrafo tercero) recuerda que la Directiva 2012/27/UE, “*obliga no sólo a renovar anualmente un porcentaje significativo de los edificios de las Administraciones centrales para mejorar su rendimiento energético, sino a que los Estados miembros establezcan, también, una estrategia a largo plazo, hasta el año 2020 –para minorar el nivel de emisiones de CO₂– y hasta el año 2050 –con el compromiso de reducir el nivel de emisiones un 80-95% en relación a los niveles de 1990–, destinada a movilizar inversiones en la renovación de edificios residenciales y comerciales, para mejorar el rendimiento energético del conjunto del parque inmobiliario*”. Mediante la estrategia se crearán “*oportunidades de crecimiento y de empleo en el sector de la construcción*”.

1. El nuevo informe y la ITE

En relación con el objeto de este trabajo, la Ley ha incorporado un conjunto de disposiciones sobre la certificación de la eficiencia energética de los edificios, yendo mucho más allá de la LES, que, como se recordará, se limitó a preverla (sin regularla) y remitió al reglamento el procedimiento “básico”. La principal novedad es que dicha certificación, además de seguir siendo un instrumento de defensa del consumidor, en tanto que integrante del deber de información a los adquirentes y arrendatarios de viviendas, tal como establecen las Directivas europeas, pasa a integrarse en el contenido del deber de conservación de los propietarios de edificios, a cuyo servicio se regula un instrumento nuevo denominado “Informe de Evaluación de los Edificios”.

El Preámbulo justifica la inclusión de esa regulación porque “el único instrumento que actualmente permite determinar el grado de conservación de los inmuebles, la Inspección Técnica de Edificios, no sólo es insuficiente para garantizar dicho objetivo, y así se pone de manifiesto desde los más diversos sectores relacionados con la edificación, sino que ni siquiera está establecido en todas las Comunidades Autónomas, ni se exige en todos los municipios españoles. A ello hay que unir la gran distancia que separa nuestro parque edificado de las exigencias europeas relativas a la eficiencia energética de los edificios y,

a través de ellos, de las ciudades”.

La inspección técnica (o periódica) de edificios (ITE) se reguló inicialmente en Ordenanzas municipales y, después, en la legislación autonómica, resolviendo las dudas que se habían suscitado sobre la necesidad de cobertura legal de dichas Ordenanzas, al estar en juego el deber de conservación. El TS entendió que no existía problema de cobertura porque *“el deber primario y sustancial impuesto por la Ley (...) incluye también el deber accesorio de demostrar su cumplimiento (...) y la forma y modo en que el propietario demuestra que lo cumple no está regulado en la Ley, ni es necesario, porque constituyen, en todo caso, aspectos accesorios que no afectan al contenido esencial del derecho de propiedad”*¹³.

El Real Decreto Ley 8/2011, de 1 de julio, generalizó la inspección técnica de edificios, que ya estaba regulada en la mayor parte de las Comunidades Autónomas, estableciendo su obligatoriedad y sus requisitos esenciales. El propósito perseguido es, según el preámbulo (V, párrafo último), dotar a este instrumento *“de la uniformidad necesaria para garantizar unos contenidos que ayuden a conseguir la adaptación del parque de viviendas existente a los criterios mínimos de calidad exigidos”*. La ITE se regulará por la legislación autonómica, respetando los requisitos mínimos de la estatal (art. 21.2)¹⁴.

El nuevo “Informe de Evaluación de los Edificios” es mucho más amplio porque tiene un triple contenido (art. 4.2 de la Ley 8/2013):

- a) La evaluación del estado de conservación del edificio.
- b) La evaluación de las condiciones básicas de accesibilidad universal y no discriminación de las personas con discapacidad para el acceso y utilización del edificio, de acuerdo con la normativa vigente, estableciendo si el edificio es susceptible o no de realizar ajustes razonables para satisfacerlas.
- c) La certificación de la eficiencia energética del edificio, con el contenido y mediante el procedimiento establecido para la misma por la normativa vigente.

Esta *última* remisión debe entenderse referida al RD 235/2013, que hemos comentado en el epígrafe anterior. El Preámbulo de la nueva Ley (V, párrafo tercero) explica que la certificación contendrá la calificación del edificio a tales efectos (mediante letras, de la A a la G) y

¹³ STS de 26 junio 2007, Sala 3ª, Sección 5ª, FD 6º.

¹⁴ Para más información MENENDEZ REXACH, A, “Instrumentos jurídicos para la regeneración urbana”, *Revista de Derecho Urbanístico y Medio Ambiente*, nº 270, diciembre 2011, p. 44-46.

recomendaciones sobre las mejoras energéticas que podrían realizarse y añade que “*dado que la Directiva exige que esta certificación se adjunte cuando una vivienda se ponga en venta o en alquiler, en aras de una mayor transparencia del mercado, una mayor información para los propietarios y un menor coste en su emisión, se busca la doble racionalidad y sinergia que supone incluirla en el informe de evaluación del edificio*”. Queda, pues, claro, que la certificación mantiene su carácter de dato informativo para el consumidor (adquirente o arrendatario de la vivienda), pero se le añade la vinculación al deber de conservación del edificio y la evaluación periódica de su cumplimiento.

En cuanto a la evaluación de los otros dos aspectos, el Preámbulo aclara que las condiciones básicas legalmente exigibles en materia de conservación se regulan en la LS08. Su artículo 9, relativo al deber de conservación, ha sido redactado de nuevo por la Ley 8/2013, incluyendo entre las actuaciones exigibles en el marco de ese deber las de “*mejora de la calidad y sostenibilidad del medio urbano*”. En esta expresión tan abstracta (y tan imprecisa) podrían considerarse incluidas las obras de mejora de la eficiencia energética del edificio, si bien siempre con el límite del deber de conservación (la mitad del valor actual de construcción de un edificio de nueva planta de las mismas características y superficie útil que el original). Sobre esta importante cuestión, volveremos al final.

Las condiciones exigibles en materia de accesibilidad se derivan de la Ley 26/2011, de 1 de agosto, de adaptación normativa a la Convención Internacional sobre los Derechos de las Personas con Discapacidad. Esta Ley modifica varios artículos de la Ley 51/2003, de 2 de diciembre, de igualdad de oportunidades, no discriminación y accesibilidad universal de las personas con discapacidad (LIONDAU). Se desarrolló por Real Decreto 505/2007, de 20 de abril, por el que se aprueban las condiciones básicas de accesibilidad y no discriminación de las personas con discapacidad para el acceso y utilización de los espacios públicos urbanizados y edificaciones. Estas condiciones son obligatorias desde el 1 de enero de 2010 para los espacios públicos urbanizados nuevos y para los edificios nuevos, así como para las obras de ampliación, modificación, reforma o rehabilitación que se realicen en los edificios existentes, y lo serán a partir del día 1 de enero de 2019 para todos aquellos espacios públicos urbanizados y edificios existentes que sean susceptibles de ajustes razonables. Al menos con un año de antelación a la fecha de obligatoriedad para los edificios nuevos,

estas condiciones básicas se incorporarán al Código Técnico de la Edificación (CTE), lo que ya se ha hecho¹⁵.

El modelo tipo de Informe ha sido incluido como Anexo II al Real Decreto 233/2013, de 5 de abril, por el que se regula el Plan Estatal de fomento del alquiler de viviendas, la rehabilitación edificatoria, y la regeneración y renovación urbanas, 2013-2016, al que haremos referencia en el epígrafe siguiente. Como parte III del informe deberá adjuntarse, cuando sea preceptivo, el Certificado de Eficiencia Energética del Edificio, con el contenido y mediante el procedimiento establecido para el mismo por la normativa vigente, es decir, el RD 235/2013.

El nuevo Informe de Evaluación, con su triple contenido, no pretende sustituir a la ITE ni al certificado de eficiencia energética, al que incorpora pero sin modificar su regulación. La finalidad perseguida es que exista un documento en el que se incluyan los tres aspectos mencionados¹⁶. La articulación entre el nuevo Informe y la ITE se establece mediante las siguientes reglas:

Cuando, de conformidad con la normativa autonómica o municipal, exista un Informe de Inspección Técnica que ya permita evaluar el estado de conservación y las condiciones de accesibilidad universal, se podrá complementar con la certificación de eficiencia energética, y surtirá los mismos efectos que el informe regulado por esta Ley (art. 4.2, párrafo segundo).

Con el objeto de evitar duplicidades entre el informe y la ITE o instrumento análogo que pudiera existir en los Municipios o Comunidades Autónomas, el informe resultante de aquélla se integrará como parte del informe regulado por esta Ley, teniéndose éste último por producido, en todo caso, cuando el ya realizado haya tenido en cuenta exigencias derivadas de la normativa autonómica o local iguales o más exigentes a las establecidas por esta Ley (Disposición Transitoria 1ª.2).

¹⁵ Real Decreto 173/2010, de 19 de febrero, por el que se modifica el Código Técnico de la Edificación, aprobado por el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, en materia de accesibilidad y no discriminación de las personas con discapacidad (BOE de 11 de marzo de 2010).

¹⁶ Lo prueba el art. 33.2, párrafo segundo del RD 233/2013, según el cual: “Cuando, en el municipio o en la Comunidad Autónoma en que se sitúa el edificio objeto de este informe, exista normativa que desarrolle un modelo propio de Inspección Técnica de Edificios, o instrumento análogo, que incluya todos los aspectos que forman parte del anexo II, se admitirá dicho modelo en sustitución de éste, siempre que esté suscrito por técnico competente, se haya cumplimentado y tramitado de acuerdo con lo establecido en la normativa que le sea de aplicación y esté actualizado de conformidad con la misma. En los casos en que la información que aporten sólo responda parcialmente al anexo II, se incorporará directamente y se cumplimentará el resto”.

Esto significa que lo importante no es la denominación del informe (será la que establezca la normativa autonómica o municipal) sino su contenido, que debe incorporar los tres aspectos señalados en la ley estatal, sin perjuicio de que la autonómica exija otros.

El informe será obligatorio en los siguientes casos y plazos (Disposición Transitoria 1ª.1):

- a) Edificios de tipología residencial de vivienda colectiva con una antigüedad superior a 50 años, en el plazo máximo de cinco años, a contar desde la fecha en que alcancen dicha antigüedad, salvo que ya cuenten con una inspección técnica vigente realizada de conformidad con su normativa aplicable y con anterioridad a la entrada en vigor de esta Ley.
- b) Edificios cuyos titulares pretendan acogerse a ayudas públicas con el objetivo de acometer obras de conservación, accesibilidad universal o eficiencia energética. El informe deberá obtenerse con anterioridad a la formalización de la petición de la correspondiente ayuda.
- c) El resto de los edificios, cuando así lo determine la normativa autonómica o municipal, que podrá establecer especialidades de aplicación del citado informe, en función de su ubicación, antigüedad, tipología o uso predominante.

Con esta regulación, la ley estatal exige el informe en unos supuestos (“mínimos”), los de las letras a) y b), que la legislación autonómica podrá ampliar hasta incluir, en su caso, todos los edificios. Los propietarios obligados podrán ser requeridos por la Administración competente para que acrediten la situación en que se encuentre el edificio, al menos en relación con el estado de conservación del edificio y con el cumplimiento de la normativa vigente sobre accesibilidad universal, así como sobre el grado de eficiencia energética (art. 4.1).

El Informe de Evaluación tendrá una periodicidad mínima de diez años, pudiendo establecer las Comunidades Autónomas y los Ayuntamientos otra menor (art. 4.4). Podrá ser suscrito tanto por los técnicos competentes como, en su caso, por las entidades de inspección registradas que pudieran existir en las Comunidades Autónomas, siempre que cuenten con dichos técnicos. Cuando se trate de edificios pertenecientes a las Administraciones Públicas podrán suscribir los Informes de Evaluación los responsables de los correspondientes servicios técnicos que, por su capacitación profesional, puedan asumir esas

funciones (art. 6.1 y 2).

Para la implantación de las mejoras de la eficiencia energética que puedan resultar de los informes, hay que tener en cuenta las reglas básicas para la ordenación y ejecución de las actuaciones de rehabilitación edificatoria y de regeneración y renovación urbana que se contienen en el art. 10.3 de la Ley. El apartado 4 de este artículo las declara aplicables a la realización de las obras que menciona y cuyo objeto sea reducir al menos en un 30% la demanda energética anual de calefacción o refrigeración del edificio.

La acreditación del cumplimiento de los requisitos de eficiencia energética se exige ahora en las declaraciones de obra nueva terminadas, en el régimen en cada caso establecido (autorización, declaración responsable o comunicación), según la nueva redacción del art. 20.1.b. de la LS08, introducida por la Ley 8/2013.

2. Régimen sancionador

El incumplimiento de los deberes legales relacionados con el Informe de Evaluación del Edificio constituye infracción sancionable. La Ley 8/2013 contiene una dualidad de regímenes sancionadores, que plantea algunos problemas interpretativos.

Por una parte, se establece que *“el incumplimiento del deber de cumplir en tiempo y forma el Informe de Evaluación (...) tendrá la consideración de infracción urbanística, con el carácter y las consecuencias que atribuya la normativa urbanística aplicable al incumplimiento del deber de dotarse del informe de inspección técnica de edificios o equivalente, en el plazo expresamente establecido”* (art. 4.5).

Esta disposición no está correctamente formulada. El legislador estatal puede tipificar infracciones en materias de su competencia (ésta lo es, sin duda), pero no calificarlas de “urbanísticas”, pues se trata de una materia de competencia autonómica exclusiva. Tampoco era necesario el calificativo, ya que el legislador estatal puede tipificar como infracciones los incumplimientos de deberes básicos, en este caso, de los propietarios de edificios. Lo cuestionable es esa declaración genérica de que el incumplimiento será constitutivo de infracción (¿grave?, ¿leve?), porque dista de cumplir las exigencias de la tipificación, que, en definitiva, remite a la legislación autonómica.

En la tramitación parlamentaria se incluyeron dos disposicio-

nes adicionales (3ª y 4ª), que tipifican las infracciones “*en materia de certificación de la eficiencia energética de los edificios*” y determinan las sanciones correspondientes. Todas las infracciones consisten en incumplimiento relativos a la certificación, el certificado o la etiqueta de eficiencia energética. Ninguna hace referencia al Informe de Evaluación del edificio, sin perjuicio de que puedan afectarle, habida cuenta de que la certificación de la eficiencia energética forma parte de su contenido. Las sanciones serán multas de cuantía comprendida entre 300 y 6000 euros, aplicándose el criterio del “comiso del beneficio” del infractor.

Aunque el Preámbulo de la Ley no lo dice, se puede afirmar que el régimen sancionador establecido en las dos disposiciones adicionales que comentamos viene cumplir las exigencias de la reserva legal en la materia, subsanando la manifiesta ilegalidad del establecido en el RD 235/2013, que, como hemos visto, se limita a disponer que el incumplimiento de sus preceptos “*se considerará en todo caso como infracción en materia de certificación de la eficiencia energética de los edificios y se sancionará de acuerdo con lo dispuesto en las normas de rango legal que resulten de aplicación*”. El problema es que no había normas legales de aplicación (salvo la infracción del deber de información, conforme a la legislación de consumidores). Ahora ya las hay.

En la Ley 8/2013 hay, pues, dos regímenes sancionadores: el del art. 4.5 para los incumplimientos relativos al informe de evaluación de los edificios y el de las disposiciones adicionales 3ª y 4ª para las infracciones en materia de certificación de la eficiencia energética de los edificios. Ésta es una materia no regulada en la Ley sino en el RD 235/2013, cuya presunta ilegalidad en materia sancionadora queda así eliminada, por lo que nada hay que objetar a la inclusión de este régimen sancionador en la nueva ley. Pero sí a que en ella se deje en el aire el régimen sancionador aplicable a los incumplimientos relativos al Informe de Evaluación del edificio. Al decir que tendrán la consideración de infracción urbanística y remitir su regulación a la legislación autonómica, el incumplimiento carecerá de consecuencias jurídicas mientras no esté tipificado y sancionado en dicha legislación.

En esta opción del legislador estatal subyace, quizá, la idea de que está fuera de su alcance el establecimiento de un régimen sancionador en una materia que no es de su competencia (el urbanismo). Esa tesis es, sin duda, correcta. La cuestión es que no habría por qué considerarla infracción “urbanística”, tratándose del incumplimiento

de un deber impuesto por la legislación básica estatal. En materia de medio ambiente, por ejemplo, que es una de las competencias estatales que aquí están en juego, la legislación básica estatal (aguas, costas, patrimonio natural y biodiversidad, evaluación de impacto ambiental, etc.) contiene un régimen sancionador, más o menos detallado, cuya validez es incuestionable en la medida en que esté vinculado al contenido sustantivo “básico” de esas leyes.

En todo caso, hay un punto de conexión entre los dos regímenes sancionadores de la Ley (8/2013), porque los incumplimientos de la normativa de certificación de la eficiencia energética, que forma parte del Informe de Evaluación, siempre serán sancionables con arreglo a lo establecido en las disposiciones adicionales, aunque no estén tipificados como infracción urbanística en la legislación urbanística.

V. LA MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL NUEVO PLAN ESTATAL DE VIVIENDA Y EN LA REFORMA DE LA LEY DE COSTAS

Las políticas públicas de mejora de la eficiencia energética de los edificios se manifiestan en otras disposiciones recientes, en concreto, el nuevo Plan estatal de Vivienda y la reforma de la Ley de Costas.

1. El Plan estatal de vivienda 2013-2016

El Plan Estatal de Fomento del Alquiler de Viviendas, rehabilitación, regeneración y renovación urbana (2013-2016), aprobado por RD 233/2013, de 5 de abril (BOE de 10 de abril), supone un cambio de orientación respecto de los planes anteriores en cuanto descarta el apoyo a la adquisición de viviendas de nueva construcción y apuesta abiertamente por el acceso en régimen de alquiler y por la regeneración y renovación urbana. Uno de sus objetivos fundamentales es “*mejorar la calidad de la edificación y, en particular, de su eficiencia energética*”. Se estructura en 8 programas, uno de los cuales tiene por objeto el “*apoyo a la implantación del informe de evaluación de los edificios*”. Para la obtención de la ayuda, será preciso presentar el Informe de evaluación del edificio debidamente cumplimentado y suscrito por técnico competente, así como la factura de honorarios (art. 36).

Este programa no es el único enderezado a ese objetivo, porque la mejora de la eficiencia energética está presente en los demás.

Así, por ejemplo, en el “programa de rehabilitación edificatoria” se consideran subvencionables las actuaciones que reduzcan la demanda energética del edificio, como la mejora de su envolvente térmica del edificio, la instalación de sistemas de calefacción o refrigeración más eficientes, la sustitución de lámparas por otras de mayor rendimiento energético y otras (art. 20.2.).

2. La reforma de la Ley de Costas

La Ley 2/2013, de 29 de mayo, de protección y uso sostenible del litoral y de modificación de la Ley de Costas, incorpora a su articulado el objetivo de la mejora de la eficiencia energética de los edificios residenciales, al regular las obras autorizables en los situados en la zona de dominio público y en las de servidumbre de tránsito y protección. Con carácter general, se permite la realización de obras de reparación, mejora, consolidación y modernización siempre que no impliquen aumento de volumen, altura ni superficie. Estas obras deberán suponer una mejora en la eficiencia energética. A tal efecto y cuando les resulte aplicable tendrán que obtener una calificación energética final que alcance una mejora de dos letras o una letra B, lo que se acreditará mediante la certificación de eficiencia energética, de acuerdo con lo previsto en el RD 235/2013, o lo que cualquier otra norma pueda establecer en el futuro para la certificación de edificios existentes¹⁷. El cumplimiento de los requisitos legales deberá acreditarse ante la Administración autonómica, mediante una declaración responsable, de acuerdo con lo previsto en el artículo 71 bis LRJPAC. Sin embargo, esta declaración hay que entenderla referida a los aspectos que no sean objeto de la certificación de eficiencia energética (por ejemplo, medidas de ahorro de agua). Para acreditar el cumplimiento de los que lo sean, bastará acompañar el certificado correspondiente.

VI. REFLEXIÓN FINAL SOBRE LA EFICIENCIA ENERGETICA Y EL DEBER DE CONSERVACIÓN

La principal novedad de la Ley 8/2013 en relación con el ob-

¹⁷ Art. 13 bis que se refiere obras e instalaciones que tras la revisión del deslinde se incorporen a la zona de servidumbre de protección y Disposición Transitoria 4ª, relativa a edificios existentes a la entrada en vigor de la Ley de Costas en la zona de dominio público y en las de servidumbre.

jeto de este trabajo es que la certificación de la eficiencia energética de los edificios, además de seguir siendo un instrumento de defensa del consumidor, en tanto que integrante del deber de información a los adquirentes y arrendatarios de viviendas, tal como establecen las Directivas europeas, pasa a formar parte del contenido del nuevo “Informe de Evaluación del Edificio” y, a través de él, se vincula al deber de conservación de los propietarios de edificios, a cuyo servicio se regula este instrumento.

¿Se puede imponer a los propietarios la ejecución de obras para mejorar la eficiencia energética en virtud del certificado de eficiencia energética? La respuesta es rotundamente negativa. El certificado tiene un contenido puramente informativo sobre las características energéticas del edificio y su calificación expresada mediante la etiqueta energética. En el caso de los edificios existentes, contendrá también un documento de recomendaciones para la mejora de la eficiencia energética. Pero se trata solamente de eso, de recomendaciones, cuya observancia es voluntaria.

Sentado lo anterior, hay que preguntarse si la imposición de obras de mejora de la eficiencia energética podría tener como fundamento el deber de conservación. Como hemos señalado, la LS08 incluye ahora en el contenido de ese deber la ejecución de obras adicionales “*para la mejora de la calidad y sostenibilidad del medio urbano*” (art. 9.1, nueva redacción por la Ley 8/2013) además de por motivos turísticos y culturales, ya previstos en la legislación anterior. ¿Significa esto que los Ayuntamientos podrán obligar a los propietarios realizar obras de mejora de la eficiencia energética en virtud del deber de conservación? La respuesta a esta cuestión es, en principio, negativa. Una expresión tan abstracta (“*la mejora de la calidad y sostenibilidad del medio urbano*”) no puede por sí sola servir de fundamento a la imposición de obras concretas de mejora de la eficiencia energética (p. ej. el cambio de las ventanas o del sistema de refrigeración). Esas actuaciones pueden recomendarse, como hemos visto, en el certificado de eficiencia energética, pero no imponerse en virtud del deber de conservación, salvo que tengan un fundamento específico en la legislación estatal o autonómica.

En definitiva, el certificado de eficiencia energética y el Informe de Evaluación del edificio de que aquél forma parte son, en este aspecto, documentos puramente informativos que no sirven de fundamento para la imposición de deberes a los propietarios en el marco del

genérico de conservación. El único deber que imponen es formal: obtener el certificado y el Informe (con el certificado) o sólo éste cuando sea preceptivo. El nuevo informe de evaluación del edificio (como la ITE) puede servir de base para la imposición de obras de conservación o de mejora de la accesibilidad, derivadas de los otros dos aspectos del informe. Ahora bien, dado que la conservación puede incluir la mejora y la rehabilitación, en la ejecución de reformas importantes puede ser obligatoria la mejora de la eficiencia energética, de acuerdo con la Ley de Ordenación de la Edificación y el CTE, que ahora incluyen en su ámbito la intervención sobre los edificios existentes. No basta con decir que esas obras sólo será exigibles hasta el límite del deber de conservación (lo que es obvio), pues muchos propietarios no podrían ejecutarlas ni siquiera dentro de ese límite ese límite, que puede ser muy elevado. No es lo mismo imponer la realización de obras para que un edificio cumpla con las exigencias mínimas de seguridad y salubridad (núcleo duro del deber de conservación) que hacerlo para mejorar su eficiencia energética. La importancia del tema requiere un estudio detallado que desborda los límites de este trabajo, pero de cuya necesidad hay que dejar constancia.

EL OCASO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA. LA QUIEBRA DEL MODELO ESPAÑOL DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES¹

Roberto Galán Vioque

Profesor Titular de Derecho Administrativo

Universidad de Sevilla

I. INTRODUCCIÓN

España se encuentra inmersa, desde hace unos años, en una grave crisis económica y financiera que ha provocado una considerable disminución del gasto público. Lo que ha afectado a todos los sectores sociales y económicos incluido el sector de las energías renovables (ER), que en España había tenido en la última década un auge extraordinario. Por lo que se refiere a las ER el alcance de estos “recortes” se ha visto sensiblemente agravado por la existencia en el sector eléctrico español del denominado déficit de tarifa — la diferencia entre el coste del suministro eléctrico y la tarifa de la electricidad — que constituye un desfase estructural de los ingresos y gastos del sistema que ha alcanzado una cifra desorbitada².

¹ Este trabajo se ha realizado en el marco del proyecto de investigación DER 2010-18571 “Régimen jurídico de los recursos naturales” financiado por el Ministerio de Economía y Competitividad del Gobierno de España.

² El Gobierno español cifró este déficit tarifario, en el proyecto de Ley del Sector eléctrico aprobado en su reunión de 20 de septiembre de 2013, en 26.000 millones de euros (Publicado en el Boletín oficial de las Cortes Generales, Congreso de los Diputados, Serie A, núm. 65-1, de 4 de octubre de 2013, págs. 1 a 78 y se puede encontrar en <http://www.congreso.es/portal/page/portal/Congreso/PopUpCGI?CMD=VERLST&BASE=pu10&DOCS=1-1&DOCORDER=LIFO&QUERY=%28BOCG-10-A-65-1>.

En el presente estudio se va a abordar un análisis crítico de los diferentes cambios que se han introducido en la legislación española en relación con el fomento de las ER partiendo de su encuadre dentro del marco de la política energética de la Unión Europea (UE) y de la distribución de competencias en materia energética entre el Estados y las Comunidades Autónomas españolas.

II. MARCO JURÍDICO DEL FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA

1. La política comunitaria de apoyo a las energías renovables

La Unión Europea (UE) — antigua Comunidad Económica Europea — desde sus orígenes ha mostrado una especial atención por la energía y por la garantía del suministro eléctrico en Europa³. El apoyo a la producción de electricidad por medio de fuentes de energías renovables (FER), como alternativa a su generación convencional a partir de combustibles fósiles, se remonta a la década de los 70 ya del siglo pasado⁴. Actualmente el artículo 194. 1 c) del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE) establece entre sus objetivos, en “*el marco del establecimiento o del funcionamiento del mercado interior y atendiendo a la necesidad de preservar y mejorar el medio ambiente*”, el de “*fomentar la eficiencia energética y el ahorro energético así como el desarrollo de energías nuevas y renovables*”. No obstante, la política comunitaria no puede condicionar a los Estados miembros a la hora de determinar “*as condiciones de explo-*
CODI.%29#(Página1)>”.

³ La primera Comunidad Europea que se constituyó fue la del Carbón y del Acero (CECA), en 1951, y la tercera fue la de la energía atómica, conocida como EURATOM, que se creó en 1957 simultáneamente con la Comunidad Económica Europea (CEE).

⁴ Esta evolución en las políticas comunitarias en materia de energías renovables se puede ver en GONZÁLEZ RÍOS, *Régimen Jurídico-Administrativo de las Energías Renovables y de la eficiencia Energética*, Aranzadi-Thomson Reuters, Cizur Menor, 2011, págs. 28 y ss. y 98 y ss, quien califica la posición de la UE como una *postura “proenergías renovables y eficiencia energética”* (pág. 31); MARTÍNEZ DE ALEGRÍA MANCISIDORA, DÍAZ DE BASURTO URAGA, MARTÍNEZ DE ALEGRÍA MANCISIDOR Y RUIZ DE ARBULO LÓPEZ, *European Union’s renewable energy sources and energy efficiency policy review: The Spanish perspective*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2009, 13, págs. 100 y ss.; PÉREZ-BUSTAMANTE YÁBAR, *Las energías renovables en la unión europea: régimen jurídico*, Dykinson, S.L., Madrid, 2012, págs. 22 y ss. y SÁNCHEZ SÁEZ, Voz “*Energías renovables*” en ALONSO GARCÍA Y LOZANO CUTANDA, *Diccionario de Derecho ambiental*, Iustel, Madrid, 2006, págs. 568 y ss. Habría que destacar la Recomendación del Consejo, de 16 de septiembre de 1988, 88/349/CEE sobre el desarrollo de la explotación de las energías renovables en la Comunidad, que dio pie a la elaboración de sendos Libros verde (1996) y blanco (1997) sobre energías renovables que culminarían con la aprobación de la primera norma comunitaria sobre fomento de las energías, la Directiva 2001/77/CE.

tación de sus recursos energéticos, sus posibilidades de elegir entre distintas fuentes de energía y la estructura general de su abastecimiento energético” (Art. 194.2 TFUE).

El marco jurídico comunitario del apoyo a las energías renovables (ER) se encuentra en la Directiva del Parlamento y del Consejo europeos 2009/28/CE, de 23 de abril, *de Fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables*⁵, que sustituyó a la anterior Directiva 2001/77/CE de 27 de septiembre, *de Promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad*. La Directiva 2009/28/CE impone la obligación de que en el año 2020 la cuota de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía en la UE, como mínimo, sea del 20%⁶, obligación que por lo que se refiere a España coincide con esta cuota mínima. Esta Directiva obliga también a los Estados miembros a aprobar un Plan de acción nacional en materia de ER que será evaluado por la Comisión Europea, a la que corresponde velar por su cumplimiento, y remitido al Parlamento europeo⁷ y a asegurar un acceso prioritario o garantizado a las redes de transporte y distribución de la electricidad procedente de FER y a que los operadores de estas redes faciliten a los productores de ER la información que requieran para poner en marcha su actividad. Sólo se podrán establecer restricciones a este acceso para garantizar “*la seguridad del sistema eléctrico nacional y la seguridad del abastecimiento de energía*”⁸.

⁵ Sobre el alcance de esta Directiva véase, en la doctrina española, a GONZÁLEZ RÍOS, *Régimen Jurídico-Administrativo de las Energías Renovables y de la eficiencia Energética*, op. cit., págs. 98 y ss.; MORA RUIZ, *La ordenación jurídico-administrativa de las energías renovables: revisión en el marco de la Directiva 2009/28/CE, del Parlamento europeo y del Consejo, de 23 de abril, de fomento de las energías renovables*, Revista de Derecho urbanístico y medio ambiente, n° 257, 167 y ss. y PÉREZ-BUSTAMANTE YÁBAR *Las energías renovables en la unión europea: régimen jurídico*, op. cit., págs. 83 y ss.

⁶ La Directiva 2001/77/CE se había limitado a establecer unos objetivos indicativos de electricidad producida a partir de FER para cada Estado miembro para el año 2010, que con carácter global para toda la UE el Libro blanco sobre ER había fijado en un 12%. La posterior Directiva 2013/18/UE, de 13 de mayo, ha adaptado la Directiva 2009/28/CE a la adhesión de la República de Croacia.

⁷ Apartados 4 a 6 de la Directiva 2009/28/CE.

⁸ Art. 16.2 de la Directiva 2009/28/CE. En estos supuestos los operadores de las redes tendrán que dar información sobre las restricciones e indicar las medidas correctoras que se van adoptar para corregirlas. Sobre la obligación de garantizar el acceso a las redes eléctricas de la electricidad a través de FER se puede consultar a GONZÁLEZ RÍOS, *Energías renovables y eficiencia energética: política y regulación comunitaria y nacional en ARENILLA SÁEZ (Coordinador), La Administración Pública entre dos siglos. Homenaje a Mariano Baena del Alcazar*, Instituto Nacional de Administración Pública, Madrid, 2010, págs. 1384 y ss.; JIMÉNEZ CERVANTES, *Régimen jurídico-administrativo de las energías renovables*, BECKER, CAZORLA MARTÍNEZ-SIMANCAS (Directores), *Tratado de Energías renovables, Volumen II. Aspectos jurídicos*,

También se prevé la puesta en marcha de un sistema de acreditación de la garantía de origen de la electricidad de FER basado en criterios transparentes y no discriminatorios que sirva para que los productores de esta clase de electricidad puedan acreditar su origen⁹. La Directiva 2009/28/CE, por último, ha optado por incentivar la cooperación de los Estados en proyectos conjuntos de producción de electricidad por FER con otros países miembros y con terceros países, permitiendo que la electricidad producida compute para el cumplimiento de los objetivos obligatorios en el consumo final bruto de electricidad que les corresponde.

Lo que no ha hecho nunca la UE ha sido imponer un sistema único de medidas de fomento de las ER. Ha dejado a los Estados libertad por apostar por el sistema de apoyo que les parezca más adecuado¹⁰. Se trata, desde luego, de una situación paradójica porque al mismo tiempo que la UE ha impulsado firmemente una intensa liberalización del sector eléctrico¹¹ permite a los Estados que dispongan de medidas de fomento para favorecer la producción de electricidad por FER¹².

Aranzadi THOMSON-REUTERS, Cizur Menor 2010, págs. 95 y ss. y SÁENZ DE MIERA, *El marco regulatorio de las energías renovables en España* en BECKER, CAZORLA Y MARTÍNEZ-SIMANCAS (Directores), *Tratado de Energías renovables, Volumen I. Aspectos socioeconómicos y tecnológicos*, Aranzadi THOMSON-REUTERS, Cizur Menor 2010, págs. 721 y ss.

⁹ España hizo una transposición tardía de la garantía de origen mediante la Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, *por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia*, que tenía que haberse transpuesto antes del 27 de octubre de 2003 (Art. 8.1 de la Directiva 2001/77/CE) y también fue extemporánea la adaptación de esta Orden a los cambios introducidos por la Directiva 2009/28/CE (Orden ITC/2914/2011, de 27 de octubre).

¹⁰ Cfr., por todos, a DEL RÍO GONZÁLEZ, *Tipología y evaluación de los marcos de apoyo a la generación eléctrica renovable* en BECKER, CAZORLA Y MARTÍNEZ-SIMANCAS, *Tratado de Energías renovables, Volumen I, op. cit.*, 628 y ss.; DOMINGO LÓPEZ, *Régimen jurídico de las energías renovables y la cogeneración eléctrica*, INAP, Madrid, 2000, págs. 329 y ss.; MORALES PLAZA, *Las claves del éxito de la inversión en energías renovables. La transición de un modelo económico “energívoro” a un modelo económico sostenible*, Marcial Pons, Madrid-Barcelona-Buenos Aires, 2012, págs. 25 y ss. y PÉREZ ARRIAGA (Director): *Influencia de las políticas medioambientales en los mercados eléctricos europeos*, Fundación BBVA, 2006, pág.13 y ss. Véase también la Comunicación de la Comisión Europea, de 7 de diciembre de 2005, COM (2005) 627.

¹¹ A través de tres “paquetes eléctricos” aprobados por las Directivas del Parlamento Europeo y del Consejo 96/92/CE, de 19 de diciembre; 2003/54/CE, de 26 de junio y 2009/72/CE, de 13 de julio, *sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad*, que han dejado a salvo la integración de la electricidad procedente de FER en el sistema eléctrico europeo. En la doctrina española véase a MUÑOZ MACHADO, *Introducción al sector energético: regulación pública y libre competencia* en la obra que dirige *Derecho de la regulación económica III, tomos I, Iustel*, 2009, págs. 17 y ss.; PÉREZ-BUSTAMANTE YÁBAR, *Las energías renovables en la unión europea: régimen jurídico*, *op. cit.*, pág. 51 y ss. y GONZÁLEZ RÍOS, *Régimen Jurídico-Administrativo de las Energías Renovables y de la eficiencia Energética*, *op. cit.*, pág. 172 y ss.

¹² Como agudamente destaca JIMÉNEZ-BLANCO CARRILLO DE ALBORNOZ en *Nota sobre el régimen jurídico de la energía termosolar* en EMBID IRUJO (Director), *Agua y Energía*, Thom-

El Tribunal de Justicia de la Comunidades Europeas en su importante sentencia de 13 de marzo de 2001, que resolvió el Caso *Preussen Elektra AG contra Schleswig* (asunto C-379/98)¹³, ya se pronunció a favor de la compatibilidad de las medidas nacionales de apoyo a las ER con el Derecho comunitario, descartando que el sistema vigente en aquella época en Alemania, que no suponía la aportación directa de fondos públicos a los productores, pudiera considerarse como ayudas de Estado (Parágrafo 58º). Las calificó como medidas de efecto equivalente a las restricciones cuantitativas que podía justificarse al amparo de lo previsto en el actual artículo 36 del TFUE porque, entre otros argumentos, las ER contribuyen a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero¹⁴. Precisamente la UE considera a las ER como uno de los instrumentos más eficaces con los que cuenta en la lucha contra el cambio climático¹⁵, haciéndose cada vez más necesaria una mayor coordinación

son Reuters, Cizur Menor, 2010, pág. 255 “es difícil introducir un régimen de ayudas para las energías renovables cuando lo que se busca es introducir competencia en el mercado eléctrico”.

¹³ Cfr. ALONSO GARCÍA, *Costes de transición a la competencia y ayudas públicas, reflexiones a la luz de la sentencia del Tribunal de Justicia de la Comunidad Europea, Preussen Elektra, de 13 de marzo de 2001*, Diario la Ley, nº 5324, 2006, págs. 1 y ss.; BOUQUET, *Les mécanismes de soutien de la production d'électricité à partir des sources d'énergie renouvelables à l'épreuve des articles 87 et 88 du traité relatif aux aides d'Etat*, AJDA 2006, págs. 697 y ss.; BROKELMANN, *El Derecho europeo de la energía y las ayudas de Estado*, BECKER, CAZORLA, MARTÍNEZ-SIMANCAS Y SALA (Directores), *Tratado de Regulación del sector eléctrico, Tomo I aspectos jurídicos*, Aranzadi THOMSON-REUTERS, Cizur Menor 2009, págs. 185 y ss.; DOMINGO LÓPEZ, *Régimen jurídico de las energías renovables y la cogeneración eléctrica*, INAP, Madrid, 2000, págs. 313 y ss. y *La promoción de las energías renovables en la Unión Europea: el modelo italiano versus el modelo español*, PÉREZ MORENO (Coordinador), *El derecho de la energía. XV Congreso Italo-español de Profesores de Derecho administrativo*, Instituto andaluz de Administración Pública, Sevilla 2006, pág. 564 y RAZQUÍN LIZARRAGA, *El fomento de las energías renovables: medio ambiente y mercado común (Comentario a la Sentencia del Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas de 13 de marzo de 2001, C-379/98, PREUSSENELEKTRA)*, Revista jurídica de Navarra, nº 31, 2001, págs. 167 y ss.

¹⁴ La Unión Europea suscribió la Convención marco de Naciones Unidas sobre el cambio climático, (Decisión 94/69/CE del Consejo, de 15 de diciembre de 1993) y el Protocolo de la tercera conferencia de las partes de esta Convención, conocido como Protocolo de Kyoto (Firmado el 29 de abril de 1998).

¹⁵ Cfr. CÍSCAR E HIDALGO, *Energía y medio ambiente, una relación de futuro: los desafíos del Protocolo de Kioto en GARCÍA DELGADO Y JIMÉNEZ (Directores), Energía: del monopolio al mercado. CNE diez años en perspectiva*, Thomson-Civitas, Cizur Menor, 2006, págs. 121 y ss.; DEL GUAYO CASTIELLA Y DOMINGO LÓPEZ, *El protocolo de Kyoto y su desarrollo en España. El fomento de las energías renovables y de la cogeneración eléctrica como instrumento de lucha frente al efecto invernadero*, Revista de Estudios Locales, nº extraordinario sobre medio ambiente, 2001, págs. 71 y ss.; DOMÍNGUEZ LÓPEZ, *El protocolo de Kyoto y su desarrollo en España. El fomento de las energías renovables y de la cogeneración eléctrica como instrumento de lucha frente al efecto invernadero*, Documentación administrativa, nº 256, 2000, págs. 176 y ss.; FERNÁNDEZ GÓMEZ, *La recuperación de costes en los mercados de generación*, BECKER, CAZORLA, MARTÍNEZ-SIMANCAS Y SALA (Directores), *Tratado de Regulación del sector eléctrico, Tomo II, Aspectos económicos*, Aranzadi THOMSON-REUTERS, Cizur Menor 2009, págs. 401 y ss.; GONZÁLEZ RÍOS, Isabel: *Régimen*

entre los sistemas de apoyo a la producción de electricidad por FER y los mecanismos de control de las emisiones¹⁶.

En todo caso, la Directiva 2009/28/CE, aprobada en plena crisis económica y financiera mundial, constituyó una clara apuesta de la UE por las ER como uno de los pilares en los que basar la recuperación económica¹⁷.

2. Régimen jurídico de las energías renovables en España

Por razones cronológicas, la Constitución española de 1978 no recogió ninguna referencia a las energías renovables en su reparto de competencias entre el Estado y las Comunidades Autónomas. Hay que estar, por lo tanto, a la distribución de competencias que en materia energética establecen las cláusulas 22ª del artículo 149.1 que atribuye al Estado la “*autorización de las instalaciones eléctricas cuando su aprovechamiento afecte a otra Comunidad o el transporte de energía salga de su ámbito territorial*” y la 25ª que dejó en manos del Estado las “*bases del régimen energético*”¹⁸. Sin perder de vista la competencia genérica

Jurídico-Administrativo de las Energías Renovables y de la eficiencia Energética, op. cit., págs. 28 y ss.; LÓPEZ SAKO, *Las energías renovables en la lucha contra el cambio climático*, Revista Aranzadi de Derecho Ambiental, nº 16, 2009, págs. 239 y ss.; MOLINA DEL POZO, *Energías renovables y cambio climático como políticas públicas de desarrollo en la Unión Europea* en ARENILLA SÁEZ (Coordinador), *La Administración Pública entre dos siglos. Homenaje a Mariano Baena del Alcázar*, Instituto Nacional de Administración Pública, Madrid, 2010, págs. 1399 y ss.; PÉREZ-BUSTAMANTE YÁBAR, *Las energías renovables en la unión europea: régimen jurídico, op. cit.*, pág. 65 y RIBERA RODRÍGUEZ, *Cambio climático y energías renovables* en BECKER, CAZORLA Y MARTÍNEZ-SIMANCAS (Directores), *Tratado de Energías renovables, Volumen I. Aspectos socioeconómicos y tecnológicos, op. cit.*, págs. 83 y ss.

¹⁶ Como destaca PÉREZ ARRIAGA (Director), *Influencia de las políticas medioambientales en los mercados eléctricos europeos, op. cit.*, pág. 41.

¹⁷ Como recoge PÉREZ-BUSTAMANTE YÁBAR, *Las energías renovables en la unión europea: régimen jurídico, op. cit.*, pág. 107, nota 183, en “*el marco de la crisis económica global, la Comisión estimó que el desarrollo de recursos energéticos renovables es un factor fundamental en la lucha contra el cambio climático, parte de la solución en las mejoras de la seguridad y fiabilidad del abastecimiento energético y además una valiosa contribución al crecimiento y al empleo*”. La UE ya está analizando cómo debe ser el marco de las ER a partir del año 2020 (Comunicación de la Comisión europea de 27 de marzo de 2013 COM (2013) 169 que aprueba el LIBRO VERDE UN MARCO PARA LAS POLÍTICAS DE CLIMA Y ENERGÍA EN 2030).

¹⁸ *Vid.* sobre el reparto de competencias entre el Estado y las Comunidades Autónomas a LÓPEZ JURADO, *Energía: Régimen general* en JIMÉNEZ-BLANCO Y MARTÍNEZ-SIMANCAS, *El Estado de las autonomías. Los sectores productivos y la organización territorial del Estado, Tomo II*, Editorial Centro de Estudios Ramón Areces, Madrid, 1997, págs. 1511 y ss.; MALARET, *Comunidades Autónomas y regulación sectorial: la distribución de competencias en la energía*, GARCÍA DELGADO Y JIMÉNEZ (Directores), *Energía: del monopolio al mercado. CNE diez años en perspectiva*, Thomson-Cívitas, Cizur Menor, 2006, págs. 405 y ss.; RODRÍGUEZ-ARANA MUÑOZ, *La distribución de competencias entre el Estado y las Comunidades Autónomas en materia de energía en*

que tiene el Estado en materia de política económica general que le corresponde al Estado *ex* artículo 149.1.13³ de la Constitución y que está íntimamente ligada al funcionamiento del sector eléctrico.

Pero, como ha señalado ARAGÓN REYES¹⁹, la constitucionalización del derecho a un medio ambiente adecuado en su artículo 45 en el que se establece la obligación de los poderes públicos de velar “*por la utilización racional de todos los recursos naturales, con el fin de proteger y mejorar la calidad de la vida y defender y restaurar el medio ambiente, apoyándose en la indispensable solidaridad colectiva*” daría cobertura constitucional a la existencia de un régimen de fomento de las ER en España y tendría, además, su traducción a nivel competencial al corresponder al Estado también la legislación básica en materia de protección del medio ambiente²⁰.

Esta laguna constitucional ha tratado de ser aprovechada por los nuevos Estatutos de Autonomía, que se aprobaron en la VIII Legislatura de las Cortes Generales (2004-2008) - los denominados Estatutos de “segunda generación”-, en los que, a diferencia de sus precedentes, sí se incluyeron expresamente a las energías renovables dentro de las competencias autonómicas. Lo que planteó en la doctrina administrativa española²¹ la duda de si esta inclusión podía alterar el reparto competencial existente. Así, el artículo 133. 1. d) del Estatuto de Autonomía de Cataluña, aprobado por la Ley orgánica 6/2006, de 19 julio, atribuyó a la *Generalitat* de Cataluña competencias en materia de energía que “*incluye en todo caso... [e]l fomento y la gestión de las energías renovables y de la eficiencia energética*”²². Estas dudas han quedado, desde luego, disipadas

CAZORLA, MARTÍNEZ-SIMANCAS Y SALA (Directores), *Tratado de Regulación del sector eléctrico, Tomo I aspectos jurídicos, op. cit.*, págs. 479 y ss. y TORNOS MAS, *La distribución de competencias en el sector energético* en MUÑOZ MACHADO (Director): *Derecho de la regulación económica III, tomo I*, Iustel, 2009, págs. 53 y ss.

¹⁹ En su *Constitución, medio ambiente y energías renovables* en BECKER, CAZORLA, y MARTÍNEZ-SIMANCAS (Directores), *Tratado de Energías renovables, Volumen II. Aspectos jurídicos, op. cit.*, págs. 27 y ss.

²⁰ Art. 149.1.23^a CE.

²¹ Véase a GONZÁLEZ RÍOS, *Régimen Jurídico-Administrativo de las Energías Renovables y de la eficiencia Energética, op. cit.*, pág. 45; RODRÍGUEZ-ARANA MUÑOZ, *La distribución de competencias entre el Estado y las Comunidades Autónomas, op. cit.*, págs. 501 y ss. y TORNOS MAS, *La distribución de competencias en el sector energético, op. cit.*, págs. 62 y ss.

²² En parecidos términos, aunque de forma menos categórica, lo hacía el artículo 49.1 b) del Estatuto de Autonomía de Andalucía, aprobado por la Ley orgánica 2/2007, de 19 de marzo. Este Estatuto, además, prevé en su artículo 204 que los “*poderes públicos de Andalucía pondrán en marcha estrategias dirigidas a evitar el cambio climático. Para ello potenciarán las energías renovables y limpias, y llevarán a cabo políticas que favorezcan la utilización sostenible de los recursos energéticos, la suficiencia energética y el aborro*”. JIMÉNEZ-BLANCO CARRILLO DE ALBORNOZ califica, en *Competencias sobre energía y minas (Comentario al art. 49)* en MUÑOZ MACHADO y REBOLLO PUIG (Directores), *Comentarios al Estatuto de Autonomías para Andalucía*, Thomson-

con la histórica STC 31/2010, de 28 de junio, que resolvió el primero de los recursos de inconstitucionalidad interpuestos contra el Estatuto de Autonomía de Cataluña de 2006 donde se afirmó que las nuevas previsiones estatutarias, pese a su tenor literal, no podían suponer un cambio en el reparto de competencias establecido anteriormente por la jurisprudencia constitucional²³.

En consecuencia, y de acuerdo con las previsiones constitucionales, el reparto de competencias en materia de energías renovables²⁴ deja en manos del Estado el establecimiento de su régimen jurídico básico, como ha confirmado la importante STC 18/2011, de 3 de marzo²⁵, conformado a nivel legal por la Ley 57/2007, de 27 de noviembre, del Sector eléctrico (en lo sucesivo LSE). Sus artículos 27 a 31 regulan, o mejor dicho después del Real Decreto-ley (RDL) 9/2013, de 12 de julio, *por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico*, el denominado régimen especial (RE) de producción de energía eléctrica en el que se integraba el grueso de la producción de electricidad procedente de FER. Aunque, de acuerdo con lo que dispone el artículo 27.1 de la LSE, no se incluía con carácter general en el RE las actividades de producción de energía eléctrica procedente de FER cuando la potencia instalada superaba los 50 MW, lo que dejaba fuera de este régimen a la gran hidráulica²⁶ y se integraban aquellas instalaciones de producción de electricidad²⁷. El RE se puede aplicar a las instalaciones de producción eléctrica cuando “*se utilice como*

Civitas, Cizur Menor, 2008, pág. 454, de políticamente correcto la inclusión del fomento de las energías renovables en este precepto estatutario.

²³ Fundamento jurídico 79º.

²⁴ Abordan el reparto de competencias sobre energías renovables BACIGALUPO SAGGESE, *La distribución de competencias entre el Estado y las Comunidades Autónomas en materia de energías renovables*, BECKER, CAZORLA Y MARTÍNEZ-SIMANCAS (Directores), *Tratado de Energías renovables, Volumen II. Aspectos jurídicos*, op. cit., págs. 49 y ss.; DOMINGO LÓPEZ, *Régimen jurídico de las energías renovables y la cogeneración eléctrica*, op. cit. págs. 85 y ss.; GONZÁLEZ RÍOS, *Régimen Jurídico-Administrativo de las Energías Renovables y de la eficiencia Energética*, op. cit. pág. 42 y nota 19 y NAVARRO RODRÍGUEZ, Pilar, *Diccionario jurídico de la energía*, Marcial Pons, 2012, pág. 37.

²⁵ Fundamento jurídico 18º.

²⁶ Como ha señalado JIMÉNEZ CERVANTES en su *Régimen jurídico-administrativo de las energías renovables* en BECKER, CAZORLA Y MARTÍNEZ-SIMANCAS (Directores), *Tratado de Energías renovables, Volumen II. Aspectos jurídicos*, op. cit., pág. 115 esta exclusión puede constituir una infracción de la Directiva 2009/28/CE que no hace ninguna distinción al imponer el acceso garantizado a las redes a todas las instalaciones de ER. Circunstancia que parece que se va a corregir en el PLSE porque al suprimirse el RE todas las instalaciones de producción eléctrica a través de FER tendrán garantizado su acceso prioritario a las redes de transporte y distribución eléctricas (Art. 26.2).

²⁷ El RE también se puede aplicar a determinadas instalaciones que utilizan la cogeneración con un alto rendimiento energético que no proceden de fuentes renovables

energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocombustible” y “*residuos no renovables*” (Letras b) y c)) del artículo 27.1 LSE). El derecho de los productores de electricidad en RE a incorporar su producción de energía en barras de central —es decir, excluyendo el consumo eléctrico de la propia instalación— al sistema y a la prioridad en el acceso a las redes de transporte y de distribución viene recogido en el artículo 30.2 de la LSE pero se faculta al Gobierno, para garantizar la seguridad del suministro, que pueda limitar temporalmente la cantidad de energía que puedan incorporada al sistema o al gestor de la red de transporte para establecer límites por zonas territoriales a la capacidad de conexión.

Ninguna relevancia tuvo la voluntarista Ley 2/2011, de 4 de marzo, de *Economía sostenible*²⁸ que le dedicó varios preceptos (Arts. 78 y ss.) a las ER, como lo evidencia el clamoroso incumplimiento por parte del Gobierno de remitir, en el plazo de tres meses, a las Cortes Generales un proyecto de Ley de Eficiencia Energética y Energías Renovables que nunca ha visto, valga la redundancia, la luz²⁹.

El aspecto más importante, el establecimiento legal del régimen económico primado para las instalaciones de ER, se recogía en el apartado 4 del artículo 30 de la LSE cuya determinación, a realizar por el Gobierno reglamentariamente, tendría que tener “*en cuenta el nivel de tensión de entrega de la energía a la red, la contribución efectiva a la mejora del medio ambiente, al ahorro de energía primaria y a la eficiencia energética, y los costes de inversión en que se haya incurrido, al efecto de conseguir unas tasas de rentabilidad razonables con referencia al coste del dinero en el mercado de capitales*”. Este apartado ha sido modificado radicalmente por citado el RDL 9/2013 que además ha derogado el Real Decreto (RD) 661/2007, de 25 de mayo, *por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*, creando una gran incertidumbre en el sector de las energías renovables en España.

La regulación que han hecho las Comunidades Autónomas españolas en materia de ER dentro de su ámbito competencial ha sido muy heterogénea³⁰. Tres Comunidades Autónomas (Murcia, Castilla-la

²⁸ GONZÁLEZ RÍOS en su *Régimen Jurídico-Administrativo de las Energías Renovables y de la eficiencia Energética*, *op. cit.* pág. 30 incluye a la Ley de Economía sostenible entre las iniciativas españolas de apoyo a las energías renovables.

²⁹ En su disposición final vigésima primera. NEBRADO PÉREZ en *El régimen especial de producción eléctrica*, *op. cit.*, pág. 385 considera innecesario elevar a norma legal el rango de las energías renovables.

³⁰ MORA RUIZ en su *La ordenación jurídico-administrativa de las energías renovables: revisión en el marco de la Directiva 2009/28/CE, del Parlamento europeo y del Consejo, de 23 de abril,*

Mancha y Andalucía³¹) se han adelantado al Estado y disponen ya de sus propias leyes de ER en las que, sin tocar su régimen retributivo que es competencia estatal, se ocupan de establecer una planificación autonómica de las energías renovables, medidas de fomento a las instalaciones de producción de electricidad por FER, el encaje territorial y urbanístico de estas instalaciones, mecanismos de colaboración, la coordinación interadministrativa y el establecimiento de un régimen de infracciones y sanciones administrativas. Varias Comunidades Autónomas han regulado también la instalación de parques eólicos que constituye la fuente de producción de electricidad por fuentes renovables que mayor desarrollo y penetración ha tenido en nuestro país³². Finalmente son varias también las Comunidades Autónomas que han establecido una imposición fiscal específica a las instalaciones del régimen especial de producción de electricidad³³.

de fomento de las energías renovables, op. cit., págs. 173 y 188 critica el carácter asistemático que tiene esta regulación autonómica y la falta de un enfoque integral de las energías renovables por parte de la legislación estatal y autonómica.

³¹ Leyes 10/2006, de 21 de diciembre, *de Energías Renovables y Ahorro y Eficiencia Energética de Murcia*, 1/2007, de 15 de febrero, *de Energías Renovables y Eficiencia Energética de Castilla-La Mancha* y 2/2007, de 27 de marzo, *de Fomento de Energías Renovables y Ahorro Energético de Andalucía*.

³² *Vid.* el Decreto (D) 32/2006, de 27 de marzo, *por el que se regula la instalación y explotación de los parques eólicos en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Canarias*; el D 43/2008, de 15 de mayo, *sobre procedimientos para la autorización de parques eólicos por el Principado de Asturias*; Ley 8/2009, de 22 de diciembre, *por la que se regula el aprovechamiento eólico en Galicia y crea el canon eólico y el Fondo de Compensación Ambiental* y el D 138/2010, de 5 de agosto, *por el que se establece el procedimiento y las condiciones técnico-administrativas para la obtención de las autorizaciones de proyectos de repotenciación de parques eólicos existentes en la Comunidad Autónoma de Galicia* y el D 124/2010, de 22 de junio, *por el que se regulan los procedimientos de priorización y autorización de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de la energía eólica en la Comunidad Autónoma de Aragón*. Probablemente la cuestión más controvertida haya sido la convocatoria de licitaciones para parques eólicos realizadas por varias Comunidades Autónomas. Mientras que para BACIGALUPO SAGGESE (*La distribución de competencias entre el Estado y las Comunidades Autónomas en materia de energías renovables, op. cit. pág. 64 y ss.*) y SALA ARQUER (*El régimen jurídico de la energía eólica. El nuevo régimen jurídico de la energía eólica terrestre en España* en BECKER, CAZORLA Y MARTÍNEZ-SIMANCAS (Directores). *Tratado de Energías renovables, Volumen II. Aspectos jurídicos, op. cit. pág. 288 y ss.*) se trata de una opción discutible jurídicamente dado el carácter reglado que debería tener la autorización de esta clase de instalaciones para JIMÉNEZ CERVANTES (*Régimen jurídico-administrativo de las energías renovables* en CAZORLA, MARTÍNEZ-SIMANCAS Y SALA (Directores), *Tratado de Regulación del sector eléctrico, Tomo I aspectos jurídicos, op. cit., pág. 322*) tendría que tener un carácter excepcional. Por el contrario BUITRAGO MONTORO (*Energía eólica marina en España* en BECKER, CAZORLA Y MARTÍNEZ-SIMANCAS (Directores), *Tratado de Energías renovables, Volumen II. Aspectos jurídicos, op. cit., pág. 317.*) y GONZÁLEZ RÍOS (*Régimen Jurídico-Administrativo de las Energías Renovables y de la eficiencia Energética, op. cit. pág. 239*) consideran a estas licitaciones como una opción que tendría incluso cobertura en el Derecho comunitario.

³³ Es el caso de Galicia (Ley 8/2009, de 22 de diciembre, *por la que se regula el aprovechamiento eólico en Galicia y crea el canon eólico y el Fondo de Compensación Ambiental*) y

En materia de gestión administrativa de las ER el papel del Estado es muy residual. Le corresponde asumir la autorización de las instalaciones eléctricas que puedan tener una incidencia superior a la de una Comunidad Autónoma³⁴, garantizar el acceso de la electricidad procedente FER a las redes eléctricas de transporte y distribución, la liquidación del régimen de sus retribuciones y la gestión del sistema de garantía de origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia³⁵. Estas funciones ejecutivas las realiza el Estado a través del hoy Ministerio de Industria, Energía y Turismo y la recién creada Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia en la que se ha integrado la antigua Comisión Nacional de la Energía³⁶.

Castilla-La Mancha (Ley 9/2011, de 21 de marzo, *el Canon Eólico y el Fondo para el Desarrollo Tecnológico de las Energías Renovables y el Uso Racional de la Energía en Castilla-La Mancha*).

³⁴ Arts. 111 y 113 del RD 1955/2000, de 1 de diciembre, *por el que se regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica* que se han recogido en el art. 3.13 del PLSE.

³⁵ La sentencia del Tribunal Supremo, de 26 abril 2012 (RJ 2012 6260), confirmando la de la Audiencia Nacional, de 16 de enero de 2009 (PROV 2009, 59616), ha avalado frente a la Xunta de Galicia la competencia para la gestión estatal del sistema de garantía del origen de la electricidad procedente de FER y de cogeneración de alta eficiencia razonando que el “*reproche que se formula a la sentencia recurrida por vulnerar, específicamente, el orden de distribución de competencias entre el Estado y las Comunidades Autónomas en materia de regulación del régimen energético, establecido en el artículo 149.1.13 “y 25” de la Constitución y en el artículo 28 del Estatuto de Autonomía de Galicia, que reconocen a la Comunidad Autónoma facultades de desarrollo legislativo y ejecución en este ámbito, no puede ser compartido, puesto que sostenemos que la atribución de funciones de carácter ejecutivo al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a la Comisión Nacional de Energía, en orden a la gestión del sistema de garante de origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia, establecida en los artículos 4 y 5 de la Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, tal como reconoce la Sala de instancia, está justificada por la necesidad de implantación de mecanismos comunes de supervisión del funcionamiento del sector eléctrico, que guardan relación con los aspectos retributivos y la sostenibilidad económica del sistema eléctrico en su conjunto*”. Desde una perspectiva distinta NEBRADO PÉREZ. en *El régimen especial de producción eléctrica*, op. cit., pág. 407 critica que las garantías de origen solo las pueda gestionar la Administración y no otros certificadores oficiales de naturaleza privada.

³⁶ Ley 3/2013, de 4 de junio, *de Creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* (Art. 7. 6, 22 y 23). De acuerdo con lo previsto en la orden ECC/1796/2013, de 4 de octubre, la fecha de puesta en funcionamiento de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia fue el día 7 de octubre de 2013.

Son, por lo tanto, las Comunidades Autónomas las que tiene atribuida de manera principal el grueso del control de las instalaciones de ER³⁷, correspondiéndoles, como ha señalado MALARET³⁸, con carácter general la autorización de las instalaciones de producción de electricidad procedente de FER³⁹. Esta amplia descentralización en las Comunidades Autónomas ha sido criticada agriamente por NEBREA PEREZ⁴⁰ ya que genera un riesgo, que ya se ha demostrado real, de que se pueda descontrolar las retribuciones a las que tengan derecho los productores⁴¹ a la vista de que gestión del régimen económico corresponde a una Administración, la estatal, distinta a la autonómica que es la que autoriza las instalaciones.

III. LA EVOLUCIÓN DEL MODELO ESPAÑOL DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Suele citarse a la Ley 82/1980, de 30 de diciembre, de *Conservación de la energía* (LCE) como el primer hito normativo en relación con el apoyo a las ER en España⁴². Esta Ley se aprobó en el marco de

³⁷ Vid. sobre las competencias ejecutivas en materia de ER la STC136/2009 de 15 junio, que estimó el conflicto de competencias formulado por la Comunidad Autónoma de Aragón respecto del RD 615/1998, de 17 de abril, *que establece un régimen de ayudas y regula su sistema de gestión en el marco del Plan de aborro y eficiencia energética* que atribuía a la Administración estatal la gestión de estas ayudas. Aunque este fallo no tuviera ningún efecto porque el propio Tribunal Constitucional, ocho años antes (ATC 147/2001, de 5 de junio) había denegado la suspensión de la convocatoria de ayudas estatales porque no se había acreditado la existencia de daños de imposible o difícil reparación por lo que las ayudas ya se habían otorgado.

³⁸ Cfr. su *Comunidades Autónomas y regulación sectorial: la distribución de competencias en la energía*, *op. cit.*, pág. 423.

³⁹ Arts. 28.3 de la LSE, reproducido por el 4.1 del RD 661/2007 derogado por el RDL 9/2013 y 3.13 del PLSE *a sensu contrario*.

⁴⁰ Para este autor este reparto de competencias, que califica de incuria, sería manifiestamente inconstitucional (*El régimen especial de producción eléctrica*, *op. cit.*, págs. 392 y ss.) y defiende que se cree una Conferencia interautonómica sobre el régimen especial de producción de electricidad “*para conciliar la planificación y normativa estatal con las planificaciones autonómicas, de modo que se establezca, definitivamente, este régimen subvencional privado y regulado, y, por tanto, de excepcionalidad, al que, por tal naturaleza, ha de imprimirse un plus de rigor y de incertidumbre*” (P. 396). En una línea parecida JIMÉNEZ-BLANCO CARRILLO DE ALBORNOZ en su *Nota sobre el régimen jurídico de la energía termosolar* en EMBID IRUJO, Antonio (Director), *Agua y Energía*, *op. cit.*, págs. 249 a 258 ha afirmado también que el incremento de instalaciones eléctricas de fuentes renovables exige una racionalización del sistema que “*queramos o no, exige que la Administración general del Estado recupere competencias*”.

⁴¹ Como se advirtiera en PEREZ ARRIAGA (Director), *Influencia de las políticas medioambientales en los mercados eléctricos europeos*, *op. cit.*, pág. 43.

⁴² Vid. CAZORLA GONZÁLEZ-SERRANO en *El régimen tarifario de las energías renovables* en BECKER, CAZORLA Y MARTÍNEZ-SIMANCAS (Directores), *Tratado de Energías renovables, Volumen II, Aspectos jurídicos*, *op. cit.* pág. 120. La evolución del sistema español de apoyo a las

la segunda “crisis del petróleo” con la finalidad expresamente declarada de “[p]otenciar la adopción de fuentes de energía renovables, reduciendo en lo posible el consumo de hidrocarburos y en general la dependencia exterior de combustibles” (Art. 1 b)). Pero no se contemplaba en aquella época el logro de fines ambientales. Entre otros aspectos, estableció el derecho de los autogeneradores de electricidad y los titulares de concesiones hidroeléctricas a transferir a las compañías suministradoras de electricidad sus excedentes de electricidad cuando técnicamente fuera posible y a percibir el precio que reglamentariamente se determinara.

La LCE fue objeto de un intenso desarrollo reglamentario⁴³ que, finalmente, se unificó con el RD 2366/1994, de 9 de diciembre, *sobre Producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables*, dictado con el objetivo de garantizar un equilibrio entre la rentabilidad adecuada de cada proyecto y su coste para el sistema eléctrico. Las empresas de distribución eléctrica recibirían la electricidad procedente de FER y abonarían a sus productores un precio fijado a partir de la facturación de la potencia y de la energía cedida y de los recargos o descuentos derivados de la discriminación horaria o del factor de potencia (Arts. 12 a 20). Precio que después habrían de repercutir a través de la tarifa eléctrica. Este reglamento fue el que acuñó la expresión RE de producción eléctrica y el que creó el Registro de Instalaciones de producción en RE (RIPRE) en el que se inscribirán, entre otras instalaciones, aquellas “*abastecidas únicamente por recursos o fuentes de energía renovables no hidráulicas, tales como solar, eólica, mareomotriz, geotérmica y otras similares*” (Art. 3.1 a)).

Desde sus inicios, una nota característica del sistema español de fomento de las ER ha sido el de que su establecimiento se haya llevado a cabo por medio de disposiciones de rango infralegal, esto es,

ER puede verse en CAZORLA GONZÁLEZ-SERRANO, *El régimen tarifario de las energías renovables* publicado en BECKER, CAZORLA Y MARTÍNEZ-SIMANCAS (Directores), *Tratado de Energías renovables, Volumen II, Aspectos jurídicos*, op. cit. págs. 120 y ss.; DOMINGO LÓPEZ, *Régimen jurídico de las energías renovables y la cogeneración eléctrica*, op. cit., págs. 153 y ss.; GONZÁLEZ RÍOS, *Energías renovables y eficiencia energética: política y regulación comunitaria y nacional*, op. cit., págs. 1394 y ss.; MORALES PLAZA, *Las claves del éxito de la inversión en energías renovables. La transición de un modelo económico “energívoro” a un modelo económico sostenible*, op. cit., págs. 104 y ss.; NEBRADO PÉREZ, *El régimen especial de producción eléctrica*, op. cit., págs. 385 y ss.; SÁENZ DE MIERA, *El marco regulatorio de las energías renovables en España* en BECKER, CAZORLA Y MARTÍNEZ-SIMANCAS (Directores): *Tratado de Energías renovables, Volumen I. Aspectos socioeconómicos y tecnológicos*, op. cit., págs. 685 y ss.; SÁNCHEZ SUDÓN, *Historia de las energías renovables*, BECKER, CAZORLA Y MARTÍNEZ-SIMANCAS (Directores), *Tratado de Energías renovables, Volumen I*, op. cit., págs. 41 y ss.

⁴³ RRDD 907/1982, de 2 de abril, *sobre Fomento de la autogeneración de energía eléctrica*, 1217/1981, de 10 de abril, *para el Fomento de la producción hidroeléctrica en pequeñas centrales* y 1544/1982, de 25 de junio, *sobre Fomento de construcción de centrales hidroeléctricas*.

reglamentario. Esta circunstancia, discutida por la doctrina⁴⁴, no deja de tener relevantes consecuencias jurídicas. Como el ordenamiento español permite la impugnación contencioso-administrativa de las disposiciones reglamentarias, con la posibilidad de solicitar medidas cautelares, prácticamente todos los cambios que se han ido introduciendo en el régimen económico de las ER han sido recurridos ante el TS⁴⁵. Lo que explica, como se verá en el epígrafe siguiente, que los recientes “recortes” sufridos en el ámbito del fomento de las ER se hayan llevado a cabo a través de disposiciones con rango de ley, como son los RRDDL, con la clara finalidad de beneficiarse de su inatacabilidad judicial.

Lo que resulta curioso es que el denominado RE sobreviviera tanto a la Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de *Ordenación del sistema eléctrico nacional*, que configuraba la producción eléctrica como un servicio público, como a la posterior LSE de 1997 que la liberalizaba. Esta Ley, con la finalidad de cumplir el objetivo comunitario indicativo de que a finales del año 2010 las fuentes de ER hubiera cubierto un mínimo del 12 por 100 del total de la demanda energética en España, ordenó al Gobierno la aprobación de un Plan de Fomento de las ER (PFER), cuyos objetivos tendrían que ser tenidos en cuenta para la fijación de las primas, que fue aprobado en diciembre de 1999⁴⁶. Tanto la LSE como el PFER se aprobaron durante Gobiernos del conservador Partido Popular (PP).

Un año antes se había aprobado el RD 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre *Producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos o cogeneración* que constituyó el primer desarrollo reglamentario del RE establecido en la propia la LSE y supuso un paso importante en la consolidación de este sector en España. Respetando lo establecido en la LSE (Art. 27.1) se dejó fuera del RE a las instalaciones con una potencia instalada superior a los 50 MW. También estableció una división entre las distintas instalaciones

⁴⁴ Mientras que PASCUAL SALA en SERRANO GONZÁLEZ y BACIGALUPO SAGGESE, *Cuestiones actuales del Derecho de la energía. Regulación Competencia y Control Judicial*, Iustel, Madrid, 2010, pág. 210 denuncia el abuso de normas de carácter reglamentario en las ER, NEBRADO PÉREZ, *El régimen especial de producción eléctrica*, MUÑOZ MACHADO (Director), *Derecho de la regulación económica III*, op. cit., págs. 385 ve innecesario que tenga que ser regulado por normas con rango de ley.

⁴⁵ Véase, como muestras, las SSTs de 15 diciembre 2005 (RJ 2006 246), de 20 marzo 2007 (RJ 2007 3286), de 9 diciembre 2009 (RJ 2010 2075) y de 21 noviembre 2012 (RJ 2013 320).

⁴⁶ El PFER para el periodo 2000-2010 fue aprobado por acuerdo del Consejo de Ministros, de 30 de diciembre de 1999.

en función de las diferentes tecnologías de generación de electricidad. Este RD reconocía a los productores de electricidad en RE el derecho a vender la electricidad excedentaria o toda su producción eléctrica a los distribuidores “*al precio final horario medio del mercado de producción de energía eléctrica, complementado, en su caso, por una prima o incentivo*” que él mismo establecía (Art. 23). Los distribuidores eléctricos, por su parte, tenían derecho a que se les liquidasen las primas que hubiesen satisfecho.

Inicialmente este RD no obligaba a vender esta electricidad en el mercado. Con el objeto de dinamizar el mercado español de la electricidad el posterior RDL 6/2000, de 23 de junio, *de Medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios* modificó diversos preceptos de la LSE y del propio RD 2818/1998 para obligar a determinadas instalaciones del RE a realizar ofertas económicas al operador del mercado para cada período de programación para verter sus excedentes de energía eléctrica con derecho a percibir primas y amplió aquellas instalaciones que podían vender directamente la electricidad en el mercado (Art. 17). El posterior RD 841/2002, de 2 de agosto, reguló los mecanismos de incentivación para la participación en el mercado, estableciendo determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción y el régimen de adquisición por parte de los comercializadores de la electricidad producida.

El punto débil del RD 2818/1998 era la inseguridad jurídica que generaba a los inversores en ER ya que su artículo 32 establecía que cada cuatro años se podrían revisar las primas “*atendiendo a la evolución del precio de la energía eléctrica en el mercado, la participación de estas instalaciones en la cobertura de la demanda y su incidencia sobre la gestión técnica del sistema*”. Precisamente, con el objeto de superar esta incertidumbre jurídica e impulsar la expansión de la ER en España se aprobó el RD 436/2004, de 12 de marzo, *que establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*. Esta norma consolidó la opción de los productores en RE de poder vender su producción o excedentes de energía eléctrica al distribuidor, percibiendo una retribución en forma de tarifa regulada única para todos los períodos de programación, o directamente en el mercado diario, en el mercado a plazo o a través de un contrato bilateral, percibiendo en este caso el precio negociado en el mercado, más un incentivo y para determinadas tecnologías una prima. En ambos supuestos se garantizaba una retribución razonable

para las inversiones aunque con una preferencia clara, dada la cuantía de las primas, por la participación en el mercado. Respecto a la modificación de las tarifas, primas, incentivos y complementos su artículo 40.3 establecía con rotundidad que cualquier revisión que se realizara de acuerdo con el grado de cumplimiento del PFER será “*de aplicación únicamente a las instalaciones que entren en funcionamiento con posterioridad a la fecha de entrada en vigor referida en el apartado anterior, sin retroactividad sobre tarifas y primas anteriores*”.

En el año 2005, en el curso de la revisión de este Plan ya con el Partido Socialista Obrero Español (PSOE) en el Gobierno, se constató la dificultad del cumplimiento en 2010 del objetivo del 12 por 100 por lo que se procedió a la aprobación del PFER 2005-2010 y a la sustitución del RD 436/2004 por el, hasta hace poco vigente, RD 661/2007. Este nuevo reglamento mantuvo básicamente el sistema precedente procediendo, con carácter general, a un incremento en las primas, especialmente en el ámbito solar fotovoltaico y térmico. Se introdujeron una serie de ajustes técnicos como la fijación de unos límites máximos y mínimos para las primas (techo/suelo) y el establecimiento de una garantía de potencia a las instalaciones de RE que se activaría cuando alguna de las tecnologías alcanzase el 85 por 100 del objetivo de potencia que tuviera asignado. Su artículo 44.1 preveía una actualización de las tarifas y las primas en función de las variaciones de los valores de referencia de los índices de precios de combustibles y, al igual que su predecesor, recogió, ampliándola, la garantía de que las eventuales revisiones a que se sometieran las tarifas, primas, complementos y límites inferior y superior no afectarían “*a las instalaciones cuya acta de puesta en servicio se hubiera otorgado antes del 1 de enero del segundo año posterior al año en que se haya efectuado la revisión*” (Art. 22. 3)⁴⁷.

Un par de meses después se reguló de manera separada, por medio del RD 1028/2007, de 20 de julio, *el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial*⁴⁸ hasta hoy inédito y, mucho más tarde, la posibilidad de conectar a la red instalaciones de producción eléctrica de baja potencia (RD 1699/2011, de 18 de noviembre). Ese mismo

⁴⁷ Para JIMÉNEZ CERVANTES en *Régimen jurídico-administrativo de las energías renovables* en BECKER, CAZORLA Y MARTÍNEZ-SIMANCAS y SÁLA (Directores), *Tratado de Regulación del sector eléctrico, Tomo I aspectos jurídicos, op. cit.*, pág. 340, los límites de potencia constituían una de las principales novedades del RD 661/2007.

⁴⁸ NEBRADO PÉREZ, en su *El régimen especial de producción eléctrica*, op. cit., pág. 427, defiende la necesidad de esta regulación separada.

mes de noviembre el Consejo de Ministro aprobó el Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020 con el objetivo de alcanzar los objetivos fijados por la Directiva 2009/28/CE⁴⁹.

IV. LOS RECORTES INTRODUCIDOS EN EL RÉGIMEN ESPAÑOL DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES COMO CONSECUENCIA DE LA CRISIS ECONÓMICA: LA INCERTIDUMBRE JURÍDICA Y LA CUESTIÓN INDEMNIZATORIA

El RD 661/2007 constituía una ambiciosa apuesta por parte del Gobierno español hacia las ER. Sin embargo, las adversas circunstancias económicas que han rodeado su puesta en marcha -apenas dos meses después de su aprobación estalló la crisis financiera mundial- han provocado una gradual reducción de su alcance hasta su definitiva derogación por parte del RDL 9/2013.

Muy pronto saltarían las primeras “alarmas” por los excesivos incentivos que preveía⁵⁰, sobre todo en el ámbito de la energía solar. A los pocos meses de su entrada en vigor, en septiembre de 2007, se activó el mecanismo previsto en su artículo 22 de garantía de potencia porque ya se habían alcanzado el 85% de los objetivos previstos para las instalaciones solares fotovoltaicas para 2010. La entonces Secretaría General de Energía puso como plazo el mes septiembre de 2008 para que se pudieran incorporar más instalaciones de esta clase al RE con las condiciones del RD 661/2007, lo que provocó una auténtica “avalancha” de solicitudes. Precisamente para combatir la “picaresca” que se podía producir, y de hecho se produjo, se aprobó el RD 1003/2010, de 5 de agosto, que *regula la liquidación de la prima equivalente a las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica en régimen especial* que autorizaba a la, ya desaparecida, CNE a inaplicar el régimen económico a las instalaciones fotovoltaicas que no acreditasen cumplir los requisitos exigidos.

Para las instalaciones fotovoltaicas que se quedaron fuera de este régimen se aprobó el RD 1578/2008, de 26 de septiembre, *sobre*

⁴⁹ Se puede consultar en <<http://www.idae.es/index.php/id.670/re/menu.303/mod.pags/mem.detalle>>.

⁵⁰ DEL RÍO GONZÁLEZ en *Tipología y evaluación de los marcos de apoyo a la generación eléctrica renovable* en BECKER, CAZORLA Y MARTÍNEZ-SIMANCAS (Directores), *Tratado de Energías renovables, Volumen I. Aspectos socioeconómicos y tecnológicos*, op. cit. pág. 648 advierte del peligro de unas primas para las ER excesivas.

Retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología que introdujo novedades importantes. La principal innovación fue la creación de un registro de preasignación de retribución (RPR) que tendría que servir para conocer por anticipado la potencia fotovoltaica a instalar. La gestión de este Registro se asignaba al Estado, a través del Ministerio de Industria, y no las Comunidades Autónomas, con lo que se dio un claro giro centralizador⁵¹. Los proyectos se iban a ordenar cronológicamente en distintas convocatorias a las que se les iba a asignar un cupo de potencia determinada. La urgencia en “llegar primero” volvió a provocar una “carrera” de solicitudes también masiva. Para agilizar su tramitación el RD 1565/2010, de 19 de noviembre, *que regula y modifica determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*, entre otras medidas, obligó a que se tramitaran telemáticamente. Esta última disposición contenía, curiosamente, dos convocatorias especiales para instalaciones innovadoras de tecnología eólica en tierra y otra solar termoeléctrica, de las que finalmente sólo se acabó adjudicando la segunda de ellas⁵² y de la que los sucesivos Gobiernos se ocuparían extrañamente de mantener su régimen económico primado pese a los recortes.

Para asegurarse de la seriedad de los proyectos el RD 1578/2008 obligó a acompañar la solicitud con un aval (Art. 9) y a que en el plazo

⁵¹ Esta centralización en manos del Estado de la gestión del RE ha sido destacado por BACIGALUPO SAGGESE, *La distribución de competencias entre el Estado y las Comunidades Autónomas en materia de energías renovables* en BECKER, CAZORLA Y MARTÍNEZ-SIMANCAS (Directores), *Tratado de Energías renovables, Volumen II. Aspectos jurídicos*, p. cit., pág. 73, CAZORLA GONZÁLEZ-SERRANO, *El régimen tarifario de las energías renovables*, BECKER, CAZORLA Y MARTÍNEZ-SIMANCAS (Directores), *Tratado de Energías renovables, Volumen II, Aspectos jurídicos*, op. cit., págs. 137 y ss. y GONZÁLEZ RÍOS, *Régimen Jurídico-Administrativo de las Energías Renovables y de la eficiencia Energética*, op. cit., pág. 248, JIMÉNEZ-BLANCO, *Nota sobre el régimen jurídico de la energía termosolar* en EMBID IRUJO, *Agua y Energía*, op. cit., pág. 250 y NEBRADO PÉREZ, *El régimen especial de producción eléctrica* en MUÑOZ MACHADO (Director), *Derecho de la regulación económica III, tomo I*, op. cit., pág. 394.

⁵² La adjudicataria de este concurso convocado fue finalmente la entidad TERMOSOLAR ALACAZAR SL, participada mayoritariamente por la empresa norteamericana de California Solar Reserve que apareció citada en varios cables publicados en denominado caso *wikileaks* dentro de las gestiones realizadas por el embajador estadounidense ante el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (como informa el Diario El País en su edición de 23 de diciembre de 2013 y se puede consultar en http://elpais.com/elpais/2010/12/23/actualidad/1293095828_850215.html). No obstante, la Audiencia Nacional en su sentencia de 27 febrero 2013 (JUR 2013 121684) desestimó el recurso interpuesto por la entidad ACCIONA ENERGÍA S.A. rechazando la utilización de esta información que había dio obtenida de forma ilícita (F.J. 9º).

improrrogable de 16 meses desde la publicación electrónica de la asignación de potencia se hubiese obtenido la inscripción con carácter definitivo en el RIPRE y comenzado a vender electricidad en el mercado, momento en el que se procedería a la devolución del aval. Otra diferencia importante respecto del régimen anterior fue que sólo se permitiera la retribución a través de la tarifa regulada⁵³. Es decir, no contemplaba el pago de ninguna prima si se optaba por vender directamente la electricidad en el mercado. Este RD, consciente del elevado fraude que se había producido con las instalaciones fotovoltaicas en España, confirió a la desaparecida CNE la inspección de estas instalaciones.

Sorprendentemente, y a pesar de los resultados que había deparado el RPR respecto de las instalaciones fotovoltaicas, el Gobierno decidió generalizarlo para todas las instalaciones de producción de electricidad procedente de FER, afianzando la recuperación por parte del Estado del control del RE⁵⁴. Así, el artículo 4 del RDL 6/2009, de 30 de abril, *que adopta determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social* creó el registro de preasignación para el RE (RPRE). La inscripción en este registro se convertía así en una condición necesaria para poder acceder al régimen económico del RD 661/2007. Al igual que su precedente, que se mantuvo, se exigió acompañar la solicitud de inscripción de un aval y se estableció un plazo máximo, ahora de 36 meses, para conseguir la inscripción con carácter definitivo en el RIPRE y comenzar a vender la electricidad⁵⁵. Como las inscripciones se ordenaban también por orden de llegada y se preveía que cuando se alcanzaran los objetivos de potencia para cada tecnología se agotaría la

⁵³ Como han destacado CAZORLA GONZÁLEZ-SERRANO, *El régimen tarifario de las energías renovables* en BECKER, CAZORLA Y MARTÍNEZ-SIMANCAS (Directores), *Tratado de Energías renovables, Volumen II, Aspectos jurídicos, op. cit.*, págs. 144.

⁵⁴ Con una posición diferente lo han resaltado BACIGALUPO SAGGESE, *La distribución de competencias entre el Estado y las Comunidades Autónomas en materia de energías renovables* en BECKER, CAZORLA Y MARTÍNEZ-SIMANCAS (Directores), *Tratado de Energías renovables, Volumen II. Aspectos jurídicos, p. cit.*, pág. 73, CAZORLA GONZÁLEZ-SERRANO, *El régimen tarifario de las energías renovables* en BECKER, CAZORLA Y MARTÍNEZ-SIMANCAS (Directores), *Tratado de Energías renovables, Volumen II, Aspectos jurídicos, op. cit.*, págs. 137 y ss. y GONZÁLEZ RÍOS, *Régimen Jurídico-Administrativo de las Energías Renovables y de la eficiencia Energética, op. cit.*, pág. 248, JIMÉNEZ-BLANCO, *Nota sobre el régimen jurídico de la energía termosolar* en EMBID IRUJO, *Agua y Energía*, Thomson Reuters, Cizur Menor, 2010, pág. 250. NEBRADO PÉREZ, *El régimen especial de producción eléctrica* en MUÑOZ MACHADO (Director), *Derecho de la regulación, económica III, tomo I, op. cit.*, págs. 394.

⁵⁵ Para prevenir los fraudes en el acceso a este registro el posterior RDL 29/2012, de 28 de diciembre, *de Mejora de gestión y protección social en el Sistema Especial de Empleados de Hogar y otras medidas de carácter económico y social* previó la inaplicación del régimen primado a las instalaciones que incumplieran este plazo (Art. 8).

aplicación del RD 661/2007 (Disposición Transitoria quinta) se precipitaron nuevamente las solicitudes. Las instalaciones que quedaran fuera de este registro se habrían de regir por “*un nuevo marco jurídico-económico*” que tendría que aprobar el Gobierno teniendo “*como objetivos el establecimiento de un régimen económico suficiente y adecuado para fomentar la puesta en servicio de este tipo de instalaciones, promoviendo la investigación y desarrollo en el sector que permitan reducir los costes de las instalaciones, mejorar su operatividad y contribuir al desarrollo de la competitividad de la industria*”. Y que sería, presumiblemente, bastante menos beneficioso. Lo cierto es que la generalización del RPRE creó una gran incertidumbre en el sector de las ER que veían como, ahora, a la obligación de conseguir la correspondiente autorización autonómica se le sumaba con carácter previo y cerrado esta inscripción. Se trataba, por lo tanto, de un cambio sustancial del sistema español de fomento de las ER.

Prueba del error que cometió el Gobierno generalizando el RPRE lo constituiría su esperpéntico y frustrado intento de derogación⁵⁶. Aprovechándose que se estaba tramitando en el Senado un proyecto de ley, que nada tenía que ver con el sector eléctrico⁵⁷, la formación nacionalista catalana *Convergència i Unió (CiU)* presentó en septiembre de 2009 una enmienda⁵⁸ en la que proponía la derogación del artículo 4 del RDL 6/2009 porque invadía competencias de las Comunidades Autónomas sobre ER. Esta enmienda, que aparentemente no tenía ninguna posibilidad de prosperar, fue aprobada paradójicamente con el apoyo de los senadores del PSOE, el partido que gobernaba. No obstante, ante la presión que recibió del sector este partido rectificó en el Congreso de los Diputados dónde finalmente se acabó rechazando la enmienda introducida en el Senado.

Después de estos titubeos el Gobierno aprobó el RD 1614/2010, de 7 de diciembre, *que regula y modifica determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoelectrica y eólica* con el que, como se confiesa expresamente en

⁵⁶ Narrado por MORALES PLAZA en *Las claves del éxito de la inversión en energías renovables. La transición de un modelo económico “energivoro” a un modelo económico sostenible*, op. cit., pág. 113.

⁵⁷ Proyecto de Ley por la que se regulan las Sociedades Anónimas Cotizadas de Inversión en el Mercado Inmobiliario.

⁵⁸ Se trataba de la enmienda nº 62 que está publicada en el Boletín oficial de las Cortes Generales, SENADO, IX Legislatura, núm. 14 (c), Serie II, de 16 de septiembre de 2009, pág. 54 <[<http://www.congreso.es/portal/page/portal/Congreso/PopUpCGI?CMD=VERLST&BASE=pun9&DOCS=1-1&DOCORDER=LIFO&QUERY=%28SEII2009091600140c.CODI.%29#\(Página21\)>](http://www.congreso.es/portal/page/portal/Congreso/PopUpCGI?CMD=VERLST&BASE=pun9&DOCS=1-1&DOCORDER=LIFO&QUERY=%28SEII2009091600140c.CODI.%29#(Página21))>.

su exposición de motivos, “*se pretende resolver determinadas ineficiencias en la aplicación del citado Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, para las tecnologías eólica y solar termoeléctrica*”, introduciendo limitaciones de horas equivalentes de funcionamiento con derecho a prima para las instalaciones de tecnología solar termoeléctrica y eólica, obligando a las instalaciones de tecnología solar termoeléctrica a vender durante su primer año su energía neta con tarifa regulada y acometiendo una revisión de las primas de las instalaciones de tecnología solar termoeléctrica y eólica. Mientras que las nuevas primas fijadas para la solar termoeléctrica se aplicarían a las futuras instalaciones, las de la eólica se harían sobre las existentes. De esta rebaja en las primas quedó fuera, sorprendentemente, la instalación innovadora solar termoeléctrica licitada por el RD 1565/2010.

La última medida de “recorte” en las ER que adoptó el Gobierno socialista, introducida por medio del RDL 14/2010, de 23 de diciembre, *que establece medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico*, afectaría de forma intensa nuevamente a las instalaciones fotovoltaicas. Su disposición adicional primera introdujo una limitación de las horas equivalentes de funcionamiento con derecho a primas en función de la zona solar climática donde se encontrara cada instalación. Consciente del perjuicio económico que inflingía a estas instalaciones fotovoltaicas se elevó de 25 a 28 años el periodo para el que el RD 661/2007 garantizaba la retribución. Periodo que, al poco tiempo, la LES elevaría hasta los 30 años. Este cambio legislativo provocó una oleada de protestas de las fotovoltaicas y de los numerosos inversores que habían apostado por esta tecnología movidos por su generosa retribución.

La deriva de la política española de apoyo a las ER seguiría agudizándose tras el cambio de Gobierno con el acenso del Partido Popular en noviembre de 2011. El RDL 1/2012, de 27 de enero, *por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos* estableció una moratoria para las nuevas instalaciones del RE, suspendiendo el procedimiento de preasignación para las instalaciones que estuvieran inscritas en el RPRE y suprimiendo el régimen económico primado para las no inscritas. En su exposición de motivos se alertaba diciendo que resulta “*necesario diseñar un nuevo modelo retributivo para este tipo de tecnologías que tenga en cuenta el nuevo escenario económico, promoviendo*

la asignación eficiente de los recursos a través de mecanismos de mercado. De este modo, se trata de articular a futuro un sistema que favorezca la competitividad del mercado a través de mecanismos similares a los utilizados en otros países de la Unión Europea y que garanticen la viabilidad futura del Sistema”.

Probablemente una de las medidas más discutidas, y de mayor alcance que se ha acordado en el contexto de la crisis para el sector eléctrico, haya sido la creación de una nueva figura impositiva, el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, efectuada por la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, *de Medidas fiscales para la sostenibilidad energética*. Este impuesto, de carácter directo y naturaleza real, “*grava la realización de actividades de producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica, medida en barras de central*” (Art. 1). Se aplica un tipo del 7% a todos los ingresos, incluido las primas del RE, que perciban los productores de electricidad durante el año natural por la producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica por cada instalación. A pesar de que se aprueba como un impuesto de carácter ambiental se aplica, inexplicablemente, también a las instalaciones FER. Lo que supone un coste sobrevenido e imprevisto para estas instalaciones que hace más difícil la recuperación de las inversiones realizadas. La Comunidad foral de Navarra, que goza de autonomía fiscal⁵⁹, ha decidido por el contrario excluir de este impuesto a “*los titulares o cotitulares de instalaciones de producción de energía eléctrica, de carácter renovable, cuya potencia instalada nominal no supere los 100 kW, por instalación*” y también a los titulares de estas instalaciones “*durante un período de cinco años, desde que renueven los equipos de producción actuales por otros nuevos que incrementen la producción*”⁶⁰.

Otra novedad importante ha sido la puesta en marcha de un sistema para financiar el RE mediante partidas presupuestarias, lo que puede dar lugar a que finalmente las primas acaben considerándose como ayudas de Estado. La Ley 17/2012, de 27 de diciembre, *de Presupuestos Generales del Estado para 2013* recogió una aportación de hasta un máximo de 450 millones de euros que, debido al desfase producido en 2012 en el déficit tarifario, ha tenido que ampliarse para lo que se

⁵⁹ No ha hecho lo mismo la Diputación foral de Vizcaya que ha introducido este nuevo impuesto en los mismos términos que el Estado. Mientras que los territorios históricos de Alava y Guipúzcoa no lo han creado aún.

⁶⁰ Art. 2 de la Ley Foral 24/2012, de 26 de diciembre, *sobre el impuesto de la producción de la energía sobre el valor eléctrica*. Esta discrepancia con la legislación estatal ha motivado una impugnación del Gobierno central ante el Tribunal Constitucional.

ha concedido un crédito extraordinario por importe de 2200 millones de euros⁶¹.

La última medida adoptada ha sido, nada menos, que la derogación por completo del sistema español de apoyo a las ER del RD 661/2007 desde el 14 de julio de 2013, en que entró en vigor el, ya reiterado, RDL 9/2013. Esta disposición ha modificado el apartado 4 del artículo 30 de la LSE que establecía el régimen retributivo aplicable al RE que, ahora, dispone que el Gobierno mediante RD podrá establecer que, adicionalmente a la retribución por la venta de la energía generada al precio de mercado, se establezca *“una retribución específica compuesta por un término por unidad de potencia instalada, que cubra, cuando proceda, los costes de inversión de una instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de la energía y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de dicha instalación tipo”*, estableciendo como límite que este *“régimen retributivo no sobrepasará el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que permitan competir a las instalaciones en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado y que posibilitem obtener una rentabilidad razonable por referencia a la instalación tipo en cada caso aplicable”* y añadiendo que esta *“rentabilidad razonable girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años aplicando el diferencial adecuado”*. No se podrá incluir dentro de los costes de explotación los costes que vengan impuestos por normas o actos administrativos de las Administraciones autonómica o local. También suprime el RPRE. Este nuevo régimen retributivo de las ER⁶² se encuentra en octubre de 2013 aún pendiente de aprobación.

En el fondo lo que hizo el RDL 9/2013 respecto de las ER no fue otra cosa que anticipar la nueva regulación que el Gobierno incluyó más tarde, en septiembre de 2013, en el ya citado proyecto de ley del Sector eléctrico (PLSE)⁶³ que mantiene la supresión del RE y que tan

⁶¹ Por medio de la Ley 15/2013, de 17 de octubre, *por la que se establece la financiación con cargo a los Presupuestos Generales del Estado de determinados costes del sistema eléctrico, ocasionados por los incentivos económicos para el fomento a la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables y se concede un crédito extraordinario por importe de 2.200.000.000 de euros en el presupuesto del Ministerio de Industria, Energía y Turismo*.

⁶² En su informe 18/2013 la CNE http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne84_13.pdf ha criticado la propuesta de RD elaborada por el Gobierno afirmando que *“no se tiene constancia de que exista un modelo retributivo similar al reflejado en la propuesta en ninguna jurisdicción de la Unión Europea, así como tampoco en otros países de cuyos sistemas de apoyo se tiene conocimiento a través de asociaciones internacionales de organismos reguladores”* (pág. 6).

⁶³ Véase la nota 2.

sólo prevé, y ahora sólo con carácter excepcional, “establecer un régimen retributivo específico para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, cuando exista una obligación de cumplimiento de objetivos energéticos derivados de Directivas europeas u otras normas del Derecho de la Unión Europea o cuando su introducción suponga una reducción del coste energético y de la dependencia energética exterior”⁶⁴. Cumpliendo con la normativa comunitaria se garantiza la prioridad en el acceso y el despacho a las redes para todas las instalaciones de producción de electricidad por FER⁶⁵. De acuerdo con lo que dispone su artículo 14.3 4. los parámetros de retribución de las actividades de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con régimen retributivo específico tendrán una vigencia de seis años. Su revisión se acometerá antes del comienzo del siguiente periodo regulatorio teniendo en cuenta “la situación cíclica de la economía, de la demanda eléctrica y la rentabilidad adecuada para estas actividades”. Paradójicamente este PLSE proclama en su exposición de motivos que se aprueba con la finalidad de aportar la “estabilidad regulatoria que la actividad eléctrica necesita” (penúltimo párrafo de su Punto I).

Tanto el RDL 9/2013 como el PLSE mantienen el régimen primado de retribución que se otorgó singularmente a la instalación innovadora solar termoeléctrica auspiciada por el RD 1565/2010⁶⁶ que vuelve a quedar indemne de los cambios normativos introducidos, a peor, respecto de las ER.

Todos estos cambios normativos que se han ido introduciendo en el ámbito de las ER para reducir el importe de sus retribuciones han provocado un aluvión de reclamaciones de indemnización contra el Estado Español⁶⁷. El TS, hasta el momento, ha sido extremadamente reacio a estimarlas⁶⁸, sobre la base de que se trata de una actividad muy

⁶⁴ Art. 14.7 del PLSE

⁶⁵ Art. 26.2 del PLSE.

⁶⁶ Disposiciones finales segunda del RDL 9/2013 y tercera. 2 del PLSE.

⁶⁷ Aborda esta delicada cuestión DE LA CUADRA SALCEDO en *Seguridad jurídica y protección de la confianza legítima en la regulación de los sectores energéticos* publicado en SERRANO GONZÁLEZ y BACIGALUPO SAGGESE, *Cuestiones actuales del Derecho de la energía. Regulación Competencia y Control Judicial*, op. cit., págs. 163 y ss. Para GONZÁLEZ RÍOS en *Régimen Jurídico-Administrativo de las Energías Renovables y de la eficiencia Energética*, op. cit., pág. 175 no habría derecho al mantenimiento de las primas.

⁶⁸ Como puede desprenderse de los argumentos utilizados por el TS en su sentencia de 12 abril 2012 (RJ 2012 5798) donde sostuvo que los “... agentes u operadores privados que “renuncian” al mercado, aunque lo hagan más o menos “inducidos” por una retribución generosa que les ofrece el marco regulatorio, sin la contrapartida de la asunción de riesgos significativos, sabían o debían saber que dicho marco regulatorio público, aprobado en un determinado momento, del mismo modo que era coherente con las condiciones del escenario económico entonces vigente y con las previsiones de demanda eléc-

regulada y que basta con que se siga garantizando una rentabilidad razonable. Pero el RDL 9/2013 ha supuesto un cambio radical. No sólo ha derogado el RD 661/2007. Además, ha modificado la regulación legal del régimen económico primado aplicable a las ER que contenía la LSE. Esta nueva circunstancia, ya que hasta ahora sólo se habían acometido modificaciones puntuales y en general de rango reglamentario, van a forzar la intervención del Tribunal Constitucional⁶⁹, que tiene en España el monopolio del control de las normas con rango de ley, y es posible que pueda implicar un cambio en esta restrictiva jurisprudencia del TS en torno a las indemnizaciones. Precisamente esta jurisprudencia ha llevado a un numeroso grupo de inversores extranjeros a acudir al mecanismo de arbitraje previsto en el Tratado de la Carta de la Energía⁷⁰, en lugar de acudir a la Justicia española⁷¹, para que se les reparen los perjuicios que les ha causado en sus inversiones estos cambios normativos⁷². El impacto negativo de estos recortes pone también en cuestión que España pueda lograr en 2020 los objetivos que la UE le impone⁷³.

trica realizadas entonces, no podía ulteriormente ser ajeno a las modificaciones relevantes de los datos económicos de base, ante las cuales es lógica la reacción de los poderes públicos para acompararlo a las nuevas circunstancias. Si éstas implican ajustes en otros muchos sectores productivos, con obvias dificultades para su actividad, no resulta irrazonable que aquéllos se extiendan también al sector de las energías renovables que quiera seguir percibiendo las tarifas reguladas en vez de acudir a los mecanismos de mercado (contratación bilateral y venta en el mercado organizado). Y ello tanto más ante situaciones de crisis económica generalizada y, en el caso de la energía eléctrica, ante el crecimiento del déficit tarifario que, en una cierta parte, deriva del impacto que sobre el cálculo de los peajes de acceso tiene la retribución de aquéllas por la vía de la tarifa regulada, en cuanto coste imputable al sistema eléctrico” (F.J. 4º. B)).

⁶⁹ Son varias las Comunidades Autónomas que han recurrido ante el Tribunal Constitucional los recortes legales que se han introducido al sector de las ER. Así, tanto Navarra como Extremadura han impugnado el RDL 9/2013.

⁷⁰ Ratificado por España en 1998 (Boletín oficial del Estado, núm. 65, de 17 de marzo, págs. 9088 a 9093). Sobre el alcance de este Tratado léase LÓPEZ-IBOR MAYOR, *El Tratado de la Carta Europea de la Energía en CAZORLA, MARTÍNEZ-SIMANCAS Y SALA (Directores)*, *Tratado de Regulación del sector eléctrico, Tomo I aspectos jurídicos, op. cit.*, págs. 213 y ss.

⁷¹ Como informó la web <<http://www.diariojuridico.com>>, <<http://www.diariojuridico.com/actualidad/noticias/civil-mercantil/14-inversores-extranjeros-representados-por-allen-overly-inician-un-arbitraje-contr-espana-por-los-cambios-ilegales-en-la-tarifa-fotovoltaica.html>>.

⁷² Alguno de los “recortes” podrían considerarse como medidas de efecto equivalente a la expropiación de acuerdo con lo que dispone en el artículo 13 de la Carta de la Energías y que no respeta la obligación de su artículo 10 de protección de las inversiones extranjeras.

⁷³ La Comisión europea ha enviado un dictamen motivado a España, al igual que ha hecho con Italia, por el posible incumplimiento de la cuota de ER establecida en la Directiva 2009/28/CE, como informa el Diario El País en su edición de 26 de septiembre de 2013 <http://sociedad.elpais.com/sociedad/2013/09/26/actualidad/1380194939_327712.html>.

España ha pasado, en un brevísimo periodo de tiempo, de ser uno de los países líderes mundiales en el apoyo a las energías renovables a dar la espalda, por razones de sostenibilidad presupuestaria y financiera, a las energías limpias. Las medidas de “recorte” adoptadas han sido “traumáticas” para uno de los sectores más pujantes y con más futuro de la economía española. Queda por ver si, finalmente, el Estado será condenado a nivel internacional o por los Tribunales españoles a resarcir los perjuicios que han causado las reiteradas “rebajas” introducidas en su régimen retributivo. En todo caso, confiamos que esta situación no sea algo irreversible y que la política energética española vuelva a orientarse hacia las energías renovables, donde se encuentran las bases de la sostenibilidad energética mundial.

DEL “SERVICIO UNIVERSAL” Y “LAS OBLIGACIONES DE SERVICIO PÚBLICO” EN EL SECTOR ELÉCTRICO A LA PROTECCIÓN DEL CLIENTE VULNERABLE FRENTE A LA POBREZA ENERGÉTICA: REGULACIÓN COMUNITARIA Y DERECHO ESPAÑOL.

Isabel González Ríos

Profesora Titular de Derecho Administrativo
Universidad de Málaga

I. INTRODUCCIÓN

En este estudio analizamos las medidas que ha arbitrado la Unión Europea (UE) para garantizar a los consumidores domésticos un servicio esencial, el suministro eléctrico, en condiciones de calidad y a un precio asequible, ante el riesgo de que la falta de una efectiva liberalización y apertura a la competencia del sector eléctrico¹, no lo garantice. Para ello tratamos la regulación comunitaria del derecho a un servicio universal, de la imposición de obligaciones de servicio público y de la protección del cliente vulnerable y de la lucha contra la pobreza

¹ Sobre el mercado y la competencia, entre otros: AAVV: *Droit de la Régulation, service public et intégration regionales*, T.2, Experiences européennes; ed. Logiques Juridiques, 2005; CAMERON, P.D.: *Competition in Energy Markets: Law and Regulation in the European Union*, Oxford University Press, 2007; HERNÁNDEZ J.C.: *Regulación y competencia en el sector eléctrico. Evolución, regulación actual y perspectivas de futuro*, ed. Aranzadi, Pamplona, 2005. LEMAIRE, C.: “La libéralisation des marchés énergétiques. À propos de la transposition de la Directive Gaz en France”, *Revue du Marché commun e de L'Union européenne* n° 473 (2003, pp.642 y ss).

energética, con la que la UE pretende armonizar la regulación de los Estados miembros².

A continuación abordamos la regulación que el Derecho español ha realizado de dichas cuestiones, detectando las insuficientes y realizando propuestas de mejora normativa.

II. REGULACIÓN COMUNITARIA DEL “SERVICIO UNIVERSAL” Y DE “LAS OBLIGACIONES DE SERVICIO PÚBLICO” EN EL SECTOR ELÉCTRICO

1. El suministro eléctrico como “servicio universal”: obligación impuesta por la UE a los Estados Miembros

La Unión Europea (UE) da sus primeros pasos en la implantación del mercado interior de la electricidad en los años noventa. Para ello adopta una regulación que pone el acento en medidas que garanticen la liberalización del sector, todavía fuertemente intervenido³. Va a ser, sin embargo, la *Directiva 96/92/CE, sobre Normas comunes para el mercado interior de la electricidad*⁴ donde se unifican y refuerzan los instrumentos para alcanzar el mercado único y la liberalización del sector. Esta Directiva de 1996 fue derogada por la *Directiva 2003/54/CE, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad*⁵, cuyo artículo ter-

² El carácter esencial que tiene el suministro eléctrico ha llevado a la UE a establecer una regulación diferenciada en parte respecto a otro servicio de carácter social como es el suministro de gas. Respecto a éste, la Directiva 2009/73/CE, de 13 de julio (DOL 14 agosto 2009, nº 211, p.94), sobre Normas comunes del mercado interior del gas natural no impone a los Estados miembros la obligación de garantizar el derecho a un servicio universal respecto de los clientes domésticos de gas natural, aunque sí prevé la necesidad de adoptar medidas de protección del consumidor vulnerable y de lucha contra la pobreza energética. No obstante ello, en España, la Ley 34/98, de 7 de octubre del Sector de los Hidrocarburos –LSH- (BOE 8 octubre 1998, nº 241, p.33517) ha reconocido el derecho de determinados consumidores a acogerse al suministro de gas natural a precios fijados por el Ministerio competente, que tendrán la consideración de tarifa de último recurso. Así, a partir del 1 de julio de 2009 tienen derecho a dicho suministro a TUR los consumidores conectados a presiones inferiores a 4 bar, con consumos anuales no superiores a 50.000 kwh/año (D’Transitoria Quinta de la Ley 12/07, de 2 de julio, de modificación de la LSH).

³ En este sentido, la Directiva 90/547/CE, del Consejo de 29 de octubre de 1990 (DOL 13 noviembre 1990, nº 313, p.4), relativa al tránsito de electricidad por las grandes redes y la Directiva 90/377/CE, del Consejo de 29 de octubre de 1990, relativa a un procedimiento comunitario que garantice la transparencia de precios aplicables a los consumidores industriales finales de gas y de electricidad.

⁴ Directiva 96/92/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996 (DOL 30 enero 1997, nº 27, p.20), sobre Normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

⁵ Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003 (DOL 15 julio 2003, nº 176, p.37), sobre normas comunes para el mercado interior

cero, referido a las “obligaciones de servicio público y protección del cliente”, además de prever la posibilidad de que los Estados miembros impusieran obligaciones de servicio público, recoge como novedad la obligación de reconocer el derecho a un servicio universal, procediendo a su definición. En la misma línea, la vigente *Directiva 2009/72/CE*⁶, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, que deroga a la anterior Directiva de 2003, reitera la obligación que tienen los Estados miembros de garantizar el derecho a un servicio universal, definiendo los sujetos beneficiarios y su objeto. En cuanto a los primeros, dicho derecho se reconoce a todos los clientes domésticos y, cuando lo consideren adecuado – los Estados – a las pequeñas empresas⁷; y en cuanto a su objeto, incluye el suministro de electricidad a una calidad determinada y a unos precios razonables, fácil y claramente comparables, transparentes y no discriminatorios⁸.

En consecuencia, una prestación básica del sector eléctrico, el suministro de electricidad en condiciones de calidad y asequibilidad se convierte en servicio universal⁹. No obstante, este servicio universal se relativiza en cuanto a los sujetos beneficiarios – como ha puesto de manifiesto DE LA QUADRA SALCEDO¹⁰ – por dos razones:

- La primera, porque no pueden gozar del mismo todos los usuarios o clientes eléctricos, pues deja fuera a las grandes empresas y a los entes públicos.
- La segunda, sólo se reconoce a nivel comunitario y con carácter obligatorio para todos los Estados miembros, respecto de los clientes domésticos¹¹, quedando a la decisión del Estado si dicho derecho se extiende a las pequeñas empresas.

de la electricidad.

⁶ Directiva 2009/72/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009, sobre Normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE (DOL 14 agosto 2009, n° 211, p.55).

⁷ Se definen estas pequeñas empresas como aquellas que empleen a menos de 50 personas y cuyo volumen de negocios o balance general no exceda de 10 millones de euros.

⁸ Art. 3, apdo.3° de la Directiva 2009/72/CE. Vid, SALA ARQUER, J.M.: “El suministro de último recurso” en la obra colectiva *Tratado de Regulación del Sector Eléctrico*, Ed. Iberdrola, Thomson Aranzadi, Pamplona, 2009, p.712.

⁹ GEORGES DE REILHAN: *Recherches sur la notion de service universal*, ed. Atelier National de Reproduction des Thèses, 2000.

¹⁰ DE LA QUADRA SALCEDO: “El suministro de electricidad de último recurso y el servicio universal” en *RAP* n° 181, 2010 (p. 41).

¹¹ La protección de los consumidores domésticos se amplía además por cuanto los Estados miembros deben reforzar su posición potenciando la representación de los mismos.

Esta limitación a la universalidad del servicio se justifica en la necesidad de compaginar la liberalización del servicio – que el mismo se preste para determinados colectivos, principalmente empresas, en régimen de competencia- y la necesidad de intervenir en los precios y condiciones de prestación respecto de colectivos más desprotegidos como pueda ser el consumidor doméstico¹².

Pero además, podríamos decir que dicha universalidad se ve limitada en cuanto a su objeto, por la indeterminación y carácter incompleto de los principios que deben respetarse en la prestación del suministro eléctrico. Así, la Directiva identifica el servicio universal con el suministro eléctrico que se preste con una *calidad determinada y a un precio razonable*. Qué deba entenderse por calidad del servicio y razonabilidad del precio, son conceptos jurídicos indeterminados que deberán concretarse en la normativa interna de cada Estado. Pero además, no se alude a dos principios claves que deben regir dicho suministro: a) la continuidad, aunque ésta podría entenderse incluida en la calidad del servicio¹³, b) y la igualdad real en el acceso al mismo de la que deben gozar todos los consumidores domésticos. Dicha igualdad real debe ser tanto territorial como en cuanto a la asequibilidad del precio. Tengamos en cuenta que la Directiva alude a “precios razonables”. Esa “razonabilidad” desde el punto de vista del mercado puede ser

¹² SALA ARQUER, J.M.: “El suministro del último recurso” en la obra colectiva *Tratado de Regulación de Sector...*, op cit, p.713, sostiene que concebir el servicio universal como aplicable a todo usuario eléctrico dificultaría la consecución el mercado interior de la energía. En realidad –consideramos- que supondría casi una publicación del servicio.

¹³ Por lo que respecta a la calidad del suministro la misma hay que referirla de forma principal a su continuidad, la cual viene determinada por el número y duración de las interrupciones que pueden ser imprevistas o programadas, y a la calidad en la prestación del servicio, que se mide por la atención prestada por la empresa que lo presta al consumidor y a la calidad del producto, como establecen los arts. 99 y siguientes del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. Al respecto de la medición del número de interrupciones solo se tendrán en cuenta las de duración superior a tres minutos, no debiendo las mismas superar unos límites preestablecidos (art.104 del Real Decreto 1955/2000). Los incumplimientos en las obligaciones de calidad del suministro dan lugar a las oportunas compensaciones en las facturas del consumidor.

Sobre la calidad del suministro, vid, las definiciones que aporta CREMADES GARCÍA, J. Y PEINADO GRACIA, J.I: “El consumidor de energía eléctrica” en *Tratado de Regulación...*, op cit, pp.612 y ss; SALA ATIENZA, P.: “La calidad en el suministro eléctrico y los problemas de la concurrencia de la normativa estatal y autonómica” en *Tratado de Regulación del Sector Eléctrico...* op cit, pp.617 y ss.

un precio elevado y no asequible para todo consumidor doméstico. También, puede interpretarse esa razonabilidad, desde el punto de vista del consumidor, para referirla a la asequibilidad para la mayoría de los consumidores domésticos.

En consecuencia, la UE impone a los Estados miembros la obligación de garantizar el suministro eléctrico -como servicio universal- de forma relativa, indeterminada e incompleta. Ello sin perjuicio de que aquella imposición suponga una importante garantía para el consumidor doméstico de electricidad. Corresponde, por tanto, a los Estados miembros ampliar el ámbito subjetivo del derecho al servicio universal, por ejemplo, haciéndolo extensivo a la pequeñas empresas, y determinar su concepto, de forma que se haga extensible, no solo a un suministro de calidad y a un precio razonable, sino que sea accesible territorial y económicamente hablando. Como ha señalado RODRÍGUEZ ARANA, el servicio universal debe garantizar prestaciones esenciales a todos los ciudadanos “independientemente de su situación económica, social o geográfica”¹⁴.

2. La potestativa imposición de “obligaciones de servicio público” a las empresas eléctricas por los Estados miembros

2.1. Liberalización del sector eléctrico e intervención administrativa

El suministro de energía eléctrica se concibe – como otros servicios prestados en red (telecomunicaciones, transporte...)- como un servicio de interés general¹⁵, lo que obliga a los poderes públicos a intervenir y regular el mismo para proteger ese interés general¹⁶ y al con-

¹⁴ RODRÍGUEZ ARANA, J.: *El interés general, Derecho Administrativo y Estado del bienestar*, Ed. Syntagma e Iustel, Madrid, 2012 (p.210 y 219); CARLÓN RUIZ, M.: “Nuevas técnicas para nuevos tiempos: del servicio público al servicio universal”, en la obra colectiva *Derecho de la Regulación Económica* (Coord. Muñoz Machado), VI, 2009, pp. 514 y ss; MARTÍNEZ MUÑIZ, J.L.: “Servicio público, servicio universal y “obligación de servicio público” en la perspectiva del Derecho Comunitario: los servicios esenciales y sus regímenes alternativos” en *RAAP* n° 39, 2000, pp.46-47.

¹⁵ Como servicio esencial lo califica el art.2.1 de la Ley del Sector Eléctrico de 1997. Sobre el concepto de suministro, vid, SALINAS LA CASTA: “La actividad del comercializador. El paso de la tarifa regulada al suministro de último recurso. La Oficina de Cambios de Suministrador” en la obra colectiva *Derecho de la Regulación...*, op cit, pp.773 y ss.

¹⁶ Vid, GARCÍA DE ENTERRÍA: “Una nota sobre el interés general como concepto jurídico indeterminado” en *REDA* n° 89,(1996, pp.69 y ss); MEILÁN GIL, J.L.: “Intereses generales e interés público desde la perspectiva del Derecho público español” en *Revista de*

sumidor de este servicio. Para ello, en un contexto liberalizado y abierto a la competencia como el del sector eléctrico¹⁷, la intervención administrativa permite imponer “obligaciones de servicio público” a las empresas eléctricas que prestan dicho servicio¹⁸. Así, dichas obligaciones se constituyen en una garantía para los ciudadanos de satisfacción del interés general respecto a estos servicios liberalizados¹⁹. Tengamos en cuenta que – como señala BACIGALUPO SAGGESE - la “introducción de competencia en el régimen de prestación de los servicios de interés económico general no debe ser confundida con un redimensionamiento a la baja del Estado social”²⁰.

Como ya hemos comentado, en pleno proceso de liberalización del sector eléctrico²¹, la UE vino a reconocer a los Estados miembros la posibilidad de imponer “obligaciones de servicio público” a las empresas eléctricas para garantizar la protección del consumidor y la protección del medio ambiente, por cuanto “la libre competencia por sí sola no las garantiza, en opinión de algunos Estados”, como sostenía la Directiva 96/92/CE (Considerando nº 13). Ese carácter optativo para los países miembros en cuanto a la imposición de obligaciones de servicio público se mantuvo en la posterior Directiva 2003/72/CE (artículo Tercero) y también se refleja en la vigente Directiva 2009/72/CE. Así, la *Directiva 2009/72/CE* no prevé que los Estados miembros deban establecer este tipo de obligaciones a las empresas del sector, sino que en el art.3, apdo 2º dispone que “podrán” imponer obligaciones de servicio público referidas a: “la seguridad, incluida la seguridad del

Derecho Administrativo & Constitucional nº 40 (2010, p.171 y ss); MORENA, L.: “Derecho Administrativo e interés público: correlaciones básicas” en *RAP* nº 100-102 (1983, pp.847 y ss).

¹⁷ MUÑOZ MACHADO, S.: “Introducción al sector energético: regulación pública y libre competencia”, en *Derecho de la Regulación. III Sector energético*, Ed. Iustel, CNE, 2009.

¹⁸ SOSA WAGNER: “Servicio público y papel de la nueva Administración y sus entes reguladores” en *Revista de Derecho de la Unión Europea* nº 7, 2004, pag.131; FERNÁNDEZ RODRÍGUEZ, T.R.: “Del servicio público a la liberalización desde 1950 hasta hoy” en *RAP* nº150, 1999, p.63.

¹⁹ Sobre los servicios de interés general, entre otros: SÁNCHEZ MORÓN, M.: *Derecho Administrativo. Parte General*. Ed. Tecnos, Madrid, 2012 (pp.773 y ss).

²⁰ BACIGALUPO SAGGESE, M.: “Electricidad, servicio público y mercado” en la obra colectiva *Tratado de Regulación del Sector Eléctrico*. Tomo I, Aspectos Jurídicos, Ed. Thomson-Aranzadi, 2009, p.93. También, DE LA CUÉTARA, J.M., GONZÁLEZ SANFIEL, A.: “Servicio universal y obligaciones de servicio público en la Ley del Sector Eléctrico” en *Economía Industrial*, nº 316, 1997, pp.79 y ss.

²¹ Vid, DÍAZ LEMA, J.M.: “La liberalización de las redes europeas de gas y electricidad (un estudio de las Directivas comunitarias 2003/54 y 2003/55)” en la obra colectiva *Derecho de la Energía*, Ed. La Ley (2006, pp. 83 y ss); “La evolución del mercado comunitario de la energía: hacia la creación del mercado europeo de la energía. La falta de un regulador europeo y sus consecuencias” en la obra colectiva *Tratado de Regulación del Sector eléctrico*, Ed. Iberdrola, Thomson-Aranzadi, 2009.

suministro, a la regularidad, a la calidad y al precio del suministro, así como, a la protección del medio ambiente, incluida la eficiencia energética, la energía procedente de fuentes renovables y la protección del clima”.

En consecuencia, esas obligaciones de servicio público pueden ir referidas a algunos de los tradicionales principios del servicio público²² como la continuidad, la calidad²³ y la asequibilidad, o bien, a la protección del medio ambiente, sobre todo, a través de técnicas de eficiencia energética o de introducción de las energías renovables²⁴. Cuáles sean las concretas obligaciones de servicio público – caso de imponerse – deben ser establecidas por los Estados miembros²⁵. Podríamos decir que a través de las mismas se profundiza en la protección que dispensa el “reconocimiento del derecho a un servicio universal”. Y ello, por cuanto esas “obligaciones de servicio público” pueden ir referidas a aspectos del suministro que no parece garantizar el servicio

²² Respecto al mercado eléctrico y el servicio público, entre otros: ARIÑO ORTÍZ, G.: “Servicio público y libertad de empresa. La delegación del Gobierno en el sistema eléctrico” en el libro homenaje al Prof. J.L. Villar Palasí, Ed. Civitas, SA, Madrid, 1989; BACIGALUPO SAGGESE, M.: “Electricidad, servicio público y mercado” en la obra colectiva *Tratado de Regulación del Sector Eléctrico*. Tomo I, Aspectos Jurídicos, Ed. Thomson-Aranzadi, 2009, pp.92 y ss; BORDIER, E. Y DEGLAIRE, S.: *Electricité, service public*, Berger-Levrault, París, 1963; CRUZ FERRER J.: *La liberalización de los servicios públicos y el sector eléctrico*, Marcial Pons, Madrid, 1999; DE LA QUADRA SALCEDO FERNÁNDEZ DEL CASTILLO, T: “Estado y Mercado en un mundo global” en *Cuadernos de Derecho Público* n° 25(1997-2007, pp.55 y ss); FERNÁNDEZ RODRÍGUEZ, T. R.: “Del servicio público a la liberalización desde 1950 hasta hoy” en *RAP* n° 150 (1999, pp.63 y ss); GIMENO FELIU, J.M.: *El servicio público eléctrico en el Mercado interior europeo*, Ed.Civitas, SA, 1994; MARTÍNEZ LÓPEZ MUÑOZ, J.L.: “Servicio público, servicio universal y obligación de servicio público en la perspectiva del Derecho comunitario...”, op, cit, pp.32 y ss; MUÑOZ MACHADO, S.: *Servicio público y mercado*; Ed: Civitas, 1998.

²³ Al respecto de la calidad del suministro y derechos de los usuarios, vid, FERNÁNDEZ DíEZ, I.: “Calidad del suministro y derechos de los usuarios. La suspensión del suministro. Gestión de la demanda, ahorro y eficiencia energética” en la obra colectiva *Derecho de la Regulación Económica III. Sector Energético*. Ed. Iustel, CNE, Madrid, (2009, pp.811 y ss).

²⁴ Tengamos en cuenta que si bien es la Directiva 2009/72/CE, sobre Normas Comunes para el Mercado Interior de la Electricidad la que se refiere a la posibilidad de que los Estados miembros impongan “obligaciones de servicio público”, cuando las mismas se refieran a la protección del medio ambiente a través del fomento de las energías renovables y la eficiencia y el ahorro energético, aquella “potestativa” imposición se encuentra fuertemente condicionada por lo dispuesto en la Directiva 2009/28/CE, sobre Fomento de las Energías Renovables, así como, por otras Directivas que inciden en el logro de la eficiencia energética. Dicha regulación puede consultarse en nuestra obra *Régimen Jurídico-Administrativo de las Energías Renovables y de la Eficiencia Energética*. Ed. Thomson Reuter-Aranzadi, Pamplona, 2011.

²⁵ Sobre la Ley del Sector Energético alemán que, a través de un sistema de libre competencia, se marca como objetivos un suministro energético seguro, asequible y respetuoso con los consumidores, entre otros: CHRISTIAN KÖNIG, JÜRGEN KÜHLING, WINFRIED RASBACH: *Energierecht*, Ed. Recht und Wirtschafft, Frankfurt, 2006; J. C. PIELOW, H.M. KOOPMANN Y E. EHLLERS: “Energy law in Germany” en *Energy Law in Europe, National, EU and International Regulation*, OUP, Oxford, 2007, 2º ed.

universal como son “la regularidad”, que entendemos referida a la continuidad, o “su seguridad”, y a otros bienes susceptibles de protección como el medio ambiente. Además, dichas obligaciones de servicio público, en principio, no se limitan al consumidor doméstico, por lo que pueden tener un ámbito subjetivo de beneficiarios más amplio.

El fundamento en la imposición de esas “obligaciones de servicio público” por parte de los Estados miembros radica en la necesidad de garantizar la prestación de un servicio eléctrico de calidad, a precios razonables, con continuidad y respetando el medio ambiente. Estos objetivos pretenden alcanzarse mediante el impulso de la competencia entre los operadores del sector eléctrico, pero mientras esta no sea efectiva, a través de la regulación e imposición de obligaciones de servicio público a las empresas del sector, sin perjuicio, del reconocimiento del servicio universal. Como sostiene ESTEVE PARDO en la regulación en competencia de sectores liberalizados hay un eje horizontal que atiende a la efectiva introducción de la competencia entre los operadores y un eje vertical – menos intenso– que articula las relaciones entre la actividad reguladora, los operadores y los usuarios, pero al que hay que seguir prestando atención para asegurar expectativas de interés público que no se verán nunca atendidas desde la competencia²⁶. Pues bien, estos dos ejes de regulación confluyen en un punto, la prestación de un suministro eléctrico calidad y a los mejores precios y con respeto al medio ambiente. Objetivos que se pretenden alcanzar desde el impulso de la competencia entre los operadores del sector eléctrico, y mientras esta no sea efectiva, desde la regulación e imposición a aquellas empresas de “obligaciones de servicio público y de servicio universal”²⁷.

2.2. Las “obligaciones de servicio público” referidas a la protección del medio ambiente a través del fomento de las energías renovables y la eficiencia energética

La Directiva 2009/72/CE dispone la posibilidad de que los Estados miembros establezcan “obligaciones de servicio público”, las

²⁶ ESTEVE PARDO, J.: *Lecciones de Derecho Administrativo*, Marcial Pons, 2012, pp.479-480; PAREJO ALFONSO, L.: “La intervención administrativa de las empresas eléctricas” en la obra colectiva *Derecho de la Regulación Económica. III Sector energético*. Ed. Iustel, CNE, Madrid, 2009, pp. 201-203.

²⁷ Al respecto de este tipo de obligaciones, entre otros: FERNÁNDEZ GARCÍA, M.: “Las obligaciones especiales de los operadores de los servicios esenciales económicos en red” en *RAP* nº 163, 2004; LAGUNA PAZ, J.C: *Servicios económicos de interés general*, Thomson, Civitas, Madrid, 2009.

cuales podrán ir referidas al suministro eléctrico (seguridad, regularidad, calidad y precio), o bien, atender a otras causas legítimas que tiendan a proteger el interés general, como la protección medioambiental²⁸. Este último es el fundamento que subyace en la imposición de obligaciones de servicio público relativas a la introducción de las energías renovables y de la eficiencia energética con el objeto de contribuir a la protección del medio ambiente. Para su análisis realizaremos un repaso a las medidas que al efecto se recogen en la *Directiva 2009/72/CE, sobre Normas Comunes para el Mercado Interior Eléctrico* y en la *Directiva 2009/28/CE, sobre Fomento de las Energías Renovables*²⁹. Centrándonos en esta última, además de los objetivos obligatorios impuestos a los Estados miembros, se recogen medidas que aquellos deben poner en marcha tendentes a facilitar la incorporación de energías renovables, no estableciendo de forma expresa “obligaciones de servicio público” para las empresas que operan en el sector eléctrico. No obstante, aquellas pueden deducirse de varias obligaciones exigidas a las empresas eléctricas y que tienen como objetivo el fomento de las energías renovables. Así, pueden considerarse como “obligaciones de servicio público”: a) el hecho de que deban respetar las especificaciones técnicas que fije el Estado en cuanto a los equipos y sistemas de energías renovables que vayan a utilizar, si quieren beneficiarse de los sistemas de apoyo nacionales³⁰; b) la necesidad de obtener una garantía de origen de la electricidad producida a partir de energías renovables³¹, c) la posible exigencia al proveedor de electricidad producida a partir de energías renovables, cuando informen al consumidor de sus ventajas medioambientales, de que remitan al Estado información sobre la cantidad o cuota de energía procedente de fuentes renovables que proviene de instalaciones que han entrado en funcionamiento después del 26 de junio de 2009³²; d) la obligación para los operadores de la red de transporte y distribución de que establezcan y hagan públicas sus normas tipo relativas a la asunción y reparto de los costes de adaptación técnica para la integración

²⁸ Sobre el fundamento de la imposición de obligaciones de servicio público, entre otros: SÁNCHEZ MORÓN, M.: *Derecho Administrativo*, op, cit, p.775.

²⁹ Directiva 2009/28/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.

³⁰ Dichas especificaciones técnicas deben respetar las normas comunitarias —cuando existan— (etiquetas ecológicas, etiquetas energéticas...), según el art.13.3 de la Directiva 2009/28/CE.

³¹ Art.15 de la Directiva 2009/28/CE.

³² Art.15.12 de la Directiva 2009/28/CE.

de un nuevo productor a partir de empresas renovables, así como, la exigencia de facilitar información general para el acceso a las redes a los productores a partir de fuentes de energías limpias³³, entre otras.

Por su parte, la Directiva 2009/72/CE además de prever la posibilidad de que los Estados miembros impongan a las empresas eléctricas “obligaciones de servicio público” en el Derecho interno referidas a la protección medioambiental (art.3.2), recoge posibles recomendaciones para fomentar este tipo de fuentes energéticas entre las empresas eléctricas, las cuales podrían convertirse en “obligaciones de servicio público” tales como: ofrecer servicio de gestión de la energía *“desarrollando fórmulas de precios innovadoras o introduciendo sistemas de contador inteligente o redes inteligentes cuando corresponda”* (Art.3.11). Además, podemos considerar como una verdadera obligación de servicio público la *“imposición a los gestores de red de la obligación de que, en la ordenación del funcionamiento de las instalaciones generadoras que utilicen fuentes renovables de energía, actúen de conformidad con el art.16 de la Directiva 2009/28/CE³⁴, pudiendo también exigir que en la ordenación del funcionamiento de las instalaciones generadoras, dé prioridad a las instalaciones de producción combinada de calor y electricidad”³⁵.*

Podemos, por tanto, concluir que estas dos Directivas comunitarias si bien no contienen un elenco de “obligaciones de servicio público” que los Estados miembros deban imponer a las empresas del sector eléctrico referidas a la protección del medio ambiente a través del uso de energías renovables y de la eficiencia energética, sí que prevén obligaciones que los Estados pueden o deben establecer para alcanzar aquel objetivo, que cabría calificarlas como “obligaciones de servicio público”.

Del estudio de la normativa interna relacionada con la protección ambiental a través del fomento de las energías renovables y del ahorro y la eficiencia energética puede deducirse que no existe una expresa imposición de “obligaciones de servicio público” a las empresas eléctricas en la materia. Eso no impide observar algunas reglamentaciones que participan de aquel carácter³⁶. Pero, sobre todo, se observa

³³ Art.16, apdos.3º y 5º de la Directiva 2009/28/CE.

³⁴ Este artículo se refiere al acceso a las redes y funcionamiento de las mismas.

³⁵ Art.15.3 de la Directiva 2009/72/CE.

³⁶ Por lo que respecta al Derecho interno, la imposición de “obligaciones de servicio público” a las empresas del sector eléctrico relacionadas con la protección del medio ambiente a través del uso de fuentes de energías limpias y de la eficiencia energética, nos lleva al análisis de lo dispuesto en la *Ley 54/97, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico -LSE-* (BOE de 28 de noviembre de 1997, nº 285, p.35097) y en la *Ley 2/2011, de 4 de marzo, de*

que en esta materia se exige una profundización y una determinación clara de estas obligaciones de servicio público, que postestativamente pueden imponer los Estados miembros -según la Directiva 2009/72/CE-, pero cuya obligatoriedad deriva de la necesidad de alcanzar los objetivos impuestos por la Directiva 2009/28/CE, sobre fomento de las energías renovables.

III. LA TARIFA DE ÚLTIMO RECURSO COMO SERVICIO UNIVERSAL Y EL BONO SOCIAL COMO OBLIGACIÓN DE SERVICIO PÚBLICO EN EL DERECHO ESPAÑOL

1. El “Servicio universal” en el sector eléctrico: la Tarifa de Último Recurso (TUR)³⁷

1.1. Marco normativo

La tarifa de último recurso ha sido una consecuencia de la profundización en la liberalización del sector eléctrico por imperativo comunitario. El suministro de electricidad pasa de ser ejercido mediante una tarifa a prestarse por los comercializadores en libre competencia, pudiendo los consumidores elegir libremente su comercializador³⁸. El

Economía Sostenible –LES– (BOE de 5 de marzo de 2011, nº 55). Si bien ha sido la LES la que ha introducido en el Derecho interno los objetivos comunitarios en cuanto a la incorporación de energías renovables y eficiencia energética, su plasmación se trata de conseguir mediante una planificación integral del modelo energético y atribuyendo un papel ejemplar en la materia a las Administraciones públicas, sin que se refiera, pues, a “obligaciones de servicio público” relacionadas con la materia. En el mismo sentido, la *Ley del Sector Eléctrico* es parca en cuanto a la imposición a las empresas eléctricas de obligaciones referidas a la protección medioambiental. Recientemente, se ha modificado su art.45 para incluir, entre otras, la obligación de las empresas comercializadoras de “informar a sus clientes acerca del origen de la energía suministrada, así como de los impactos ambientales de las distintas fuentes de energía y de la proporción utilizada entre ellas” (art.45.1.k). Sin embargo, la adopción por parte de las empresas eléctricas de medidas que fomenten la eficiencia y el ahorro energético se prevé como algo potestativo (art.46.1).

Algunas Comunidades Autónomas, como Andalucía, que cuenta con su propia Ley 2/07, de 27 de marzo, de Fomento de las Energías Renovables y del Ahorro y la Eficiencia Energética, prioriza el acceso a las redes de transporte y distribución de las energías renovables, de lo que se deduce una obligación directa para los gestores de estas redes; al mismo tiempo que las empresas eléctricas que utilicen fuentes de energías renovables deberán respetar las especificaciones técnicas que imponga la Administración respecto de los equipos e instalaciones necesarios para la captación de dichas energías y su transformación (art.10).

³⁷ Vid, entre otros, DE LA QUADRA SALCEDO, T: “El suministro de electricidad...”, op, cit, pp.46 y ss.

³⁸ La LSE se reforma por la Ley 17/07, de 4 de julio, para adaptarla a las previsiones impuestas en la Directiva 2003/54/CE, sobre mercado interior de la electricidad,

riesgo que esa liberalización conlleve al poder quedar consumidores sin poder acceder al servicio al precio que libremente oferten los comercializadores, al menos mientras no exista una competencia real, y las exigencias comunitarias en cuanto imposición de un “servicio universal” han llevado a España a la creación de la TUR. Así, *Ley 54/97, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico* (LSE) establece en su art.18 la obligación de crear una tarifa de último recurso (TUR), que son precios máximos que podrán cobrar los comercializadores de último recurso, que son fijados por la Administración para el suministro eléctrico a determinados consumidores, y que se concibe respecto a éstos como un servicio universal. Dicha TUR ha sido desarrollada por Real Decreto 485/09, de 3 de abril³⁹. Esta normativa asimila el servicio universal a la prestación del suministro eléctrico a un precio razonable, a tarifa.

La doctrina viene calificando la prestación del suministro eléctrico mediante TUR por determinadas empresas como una “obligación de servicio público”⁴⁰, por no estar fundamentada en la necesidad de garantizar el acceso al servicio, sino en el control del precio. No compartimos esta postura, por cuanto en el sector eléctrico el acceso universal ya viene garantizado para todos los consumidores a través de otras técnicas como la planificación de las redes y el derecho de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución. Por ello, el servicio universal en el sector eléctrico deber ir referido no solo al acceso “territorial” generalizado al servicio, sino a que ese “acceso sea real” mediante la imposición de un “precio razonable”, en el sentido de asequible; lo que se realizaría mediante la fijación de la TUR. Estimamos, pues, que el precio del suministro eléctrico es clave para garantizar “un servicio universal”, en cuanto accesible “económica y territorialmente hablando”. El garantizar un “acceso asequible” al suministro eléctrico estableciéndose que las actividades de suministro de electricidad serán realizadas por los comercializadores y no por los distribuidores como venía siendo habitual (art.9.f LSE) y se crea la tarifa de último recurso (DAVigésimo Cuarta y art.18 de la LSE), pero sólo para determinados supuestos, debiendo prestarse el suministro en el resto de los casos a precios de mercado.

Entre otros, NEBREDA, J.M.: “Las redes eléctricas tras la reforma legal del año 2007”, en la obra colectiva *Comentarios a la Ley de Reforma del Sector Eléctrico*; Thonson-Civitas, Madrid, (2007, pp.285 y ss); SALINAS LA CASTA, E.: “La actividad del comercializador. El paso de la tarifa regulada al suministro de último recurso. La Oficina de Cambios de Suministrador” en la obra colectiva *Derecho de la Regulación, op, cit*, pp.796 y ss.

³⁹ Real Decreto 485/09, de 3 de abril, B por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica (BOE núm. 82 de 04 de Abril de 2009).

⁴⁰ DE LA QUADRA SALCEDO, T.: “El suministro de electricidad...”, op, cit, pp.82; SALA ARQUER, M: “El suministro...”, op cit, pp.713-714.

constituye el núcleo duro del “servicio universal”, y dota de sentido la existencia de la TUR como tarifa de precios máximos.

En la determinación de esa tarifa la Administración debe tener en cuenta el principio de suficiencia de ingresos para la empresa que la cobra, por lo que en su cálculo se incluye de forma aditiva: el coste de producción de energía eléctrica, los peajes de acceso y los costes de comercialización que correspondan. La metodología de cálculo de esta tarifa la fijará el Gobierno (art.18 apdos.2º y 3º de la LSE)⁴¹. No se incluyen, sin embargo, ningún tipo de impuestos.

En consecuencia, este servicio universal o TUR debe reflejar el coste real de producción de energía eléctrica, por lo que previsiblemente la misma vaya variando al alza mientras no exista un mercado eléctrico totalmente liberalizado. Esta posibilidad aumenta si tenemos en cuenta que cuando las CCAA o los entes locales graven la actividad o instalaciones de suministro eléctrico, la TUR incluirá un suplemento que cubra la totalidad del sobrecoste provocado por el tributo, el cual abonarán los consumidores ubicados en el ámbito territorial de dicha CCAA (art.18.5 LSE). A pesar de esa previsible subida, siempre será una garantía para el consumidor doméstico contar con una tarifa de precios máximos fijada por el Gobierno, ante la incertidumbre de los precios que deriven del mercado eléctrico. Ello no impide que esa TUR deba complementarse, ante su previsible subida, con otras medidas de protección al consumidor más vulnerable.

1.2. Destinatarios de la TUR y empresas prestadoras

La puesta en marcha de la TUR se regula por Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, que fija el 1 de enero de 2009 como fecha para la extinción del sistema tradicional de tarifas eléctricas y su sustitución por un sistema de mercado y, en casos concretos, por la TUR. Ésta será fijada y revisada por Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo⁴². A partir del 1 de julio de 2009 sólo podrán acogerse a dicha tarifa

⁴¹ Vid, DE LA QUADRA SALCEDO, T.: “El suministro de electricidad...”, op, cit, p.49; PASTOR RIDRUEJO, L: “El nuevo régimen económico de la electricidad en la Ley 17/2007” en *Comentarios a la Ley de Reforma del Sector Eléctrico (Ley 17 de 2007)*, Thomson-Civitas, Madrid, 2007, p.322; SALINAS LA CASTA, E.: “La actividad del comercializador...”, op, cit, pp.791 y ss.

⁴² Art.10.1, 2º párrafo de la LSE. Por Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, se estable el procedimiento de cálculo y estructura de la TUR, determinando su art.6 (modificado por Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo) la existencia de varias modalidades de TUR: una sin discriminación horaria, donde la electricidad se paga a un mismo precio du-

los consumidores de energía eléctrica conectados en baja tensión cuya potencia contratada sea inferior o igual a 10 KW, sin perjuicio de que dicho límite de potencia pueda ser modificado por Orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio⁴³. Estos consumidores gozan del derecho al suministro a un precio determinado por la TUR⁴⁴.

Para hacer frente a ese servicio universal el Gobierno, previa consulta de las CCAA, ha designado a cinco empresas comercializadoras que deben asumir la obligación de suministro de último recurso⁴⁵. No obstante aquella designación efectuada por el Art. 2 del Real Decreto 485/2009 fue impugnada por varias empresas eléctricas, entre otros motivos, por vulnerar el principio de interdicción de la arbitrariedad de los poderes públicos (art.9.3 CE). Motivo que fue acogido por el Tribunal Supremo en su Sentencia de 5 de abril de 2011⁴⁶ al estimar que en aquella determinación de las empresas obligadas a prestar el suministro a tarifa de último recurso *“no se establecen criterios objetivos que permitan determinar por qué se excluye a aquellas empresas distribuidoras acogidas a la Disposición Transitoria Undécima de la Ley 54/97, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico”⁴⁷ y, en su caso, cuáles son los presupuestos que deben servir para revisar la lista de empresas comercializadoras que asuman la obligación de*

rante todo el día; otra con discriminación horaria, en la que la electricidad se paga más cara en horas punta y más barata en horas valle. Dentro de esta última TUR con discriminación horaria se ha incluido aquella “con discriminación horaria supervalle”, que establece 6 horas nocturnas donde el precio es aún más económico. Con posterioridad a dicha Orden ministerial se han ido dictando sucesivas Órdenes y Resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas en las que se establecen el coste de producción de energía eléctrica y las TUR a aplicar en determinados periodos del año 2009 a 2013.

⁴³ Así lo dispone la Disposición Adicional Undécima del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril.

⁴⁴ Art. 10.1 LSE. Ahora bien, ¿qué ocurre con aquellos consumidores que por no reunir dichos requisitos deban contratar el suministro en el mercado libre y no lo hagan? Al respecto, con el objeto de garantizar el suministro eléctrico como servicio esencial, se estableció un periodo transitorio para incorporarse al mercado libre durante el cual el usuario sería suministrado por un comercializador de último recurso. Dicho régimen transitorio ha dado paso al reconocimiento de un derecho a seguir siendo suministrado por un comercializador de último recurso, con una penalización en el precio a abonar que consiste en el pago de la TUR incrementada en un 20% (Disposición Vigésimo Cuarta de la Ley del Sector Eléctrico).

⁴⁵ Endesa Energía XXI, S.L.; Iberdrola Comercialización de último recurso, SAU; Unión Fenosa Metra, S.L.; Hidrocantábrico energía último recurso, SAU; y EON Comercializadora de último recurso, S.L. Según dispone el Art.9.f) de la LSE y el art.2 del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica.

⁴⁶ Sentencia del Tribunal Supremo de 5 de abril de 2011 (Pte. José M. Bandrés Sánchez).

⁴⁷ Esta Disposición permitía a los distribuidores que vinieran operando con anterioridad a 1997 acogerse a las tarifas que fijara el Gobierno hasta el 1 de enero de 2010.

suministro de último recurso de energía eléctrica”, y ello sin perjuicio de que del Preámbulo de la norma el Tribunal considere que se infieren las razones para la designación de las empresas elegidas, o sea, ser empresas que cuentan con suficientes medios para asumir el riesgo de desarrollar la actividad de suministro a un precio máximo y mínimo⁴⁸. O sea, para el Tribunal está suficientemente motivada la elección de las empresas comercializadoras que figuran en el art.2, pero no así los criterios que permiten excluir a empresas suministradoras ni los presupuestos para revisar la lista de empresas comercializadoras.

En base a esa vulneración del principio de interdicción de la arbitrariedad se anula el art.2 del Real Decreto 485/2009, pero para no generar un vacío normativo y consiguiente perjuicio al consumidor, se limita la anulación a la obligación del Gobierno de determinar los criterios o variables que condicionan desde la perspectiva territorial, técnica, financiera y contable, la designación de comercializadoras de último recurso. No se extiende la anulación, pues, a excluir a las empresas designadas en el art.2 de la obligación de atender al suministro mediante TUR⁴⁹.

También el sistema de financiación de las empresas comercializadoras que prestan el suministro eléctrico a TUR ha sido objeto de pronunciamiento Jurisprudencial. Así, si bien la Disposición Adicional Cuarta del Real Decreto 485/2009, en desarrollo de lo dispuesto en la LSE (art.16.9 y D.T. Decimonovena), determinaba que aquella financiación se realizaría, en todo o en parte, a través de los precios que determine el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, y que cobre a los sujetos generadores del mercado, tanto del régimen ordinario como del régimen especial, dicha previsión se ha recurrido por considerarla que vulnera el propio art.16.9 de la LSE que prevé que la financiación del operador del mercado se realice a cargo de todos los sujetos que participan en el mercado. En base a ello, el Tribunal Supremo en su Sentencia de 22 de noviembre de 2011, admite que es ilegal dicha

⁴⁸ Sobre la falta de justificación por parte del Gobierno en la elección de suministradores de último recurso, vid, DE LA QUADRA SALCEDO, T.: “El suministro de electricidad...”, op, cit, pp.54 y ss, y el Dictamen del Consejo de Estado sobre el Real Decreto 485/2009.

⁴⁹ Así lo ha reiterado la Comisión Nacional de Energía en su Informe de 8 de septiembre de 2011, a raíz de una consulta formulada por una Comunidad Autónoma en relación a los efectos de la STS de 4 de abril de 2011, en el que concluye que dicha sentencia no supone una alteración en la designación de los comercializadores de último recurso y, por tanto, no se produce cambio normativo en la relación entre el consumidor y el comercializador.

imputación de la financiación exclusivamente a los generadores, por vulnerar el art.16.9 de la LSE; por lo que anula los apartados 1º y 2º de la Disposición Adicional Cuarta del Real Decreto 485/2009.

2. El “Bono Social” como “obligación de servicio público” en el Derecho Español

Junto a la TUR, como servicio universal, España crea, por *Real Decreto Ley 6/2009* y *Real Decreto Ley 14/2010*⁵⁰, el llamado “Bono social” como “obligación de servicio público”. El mismo se concibe como un mecanismo de protección para colectivos vulnerables, y se identifica como una obligación de servicio público a las que se refiere la Directiva comunitaria sobre el mercado interior de la electricidad, como ha puesto de manifiesto el Tribunal Supremo en su sentencia de 7 de febrero de 2012⁵¹. Esta técnica de protección financia “la diferencia de valor de la tarifa de último recurso y un valor de referencia, que se denominará tarifa reducida. Dicha tarifa reducida, fijada por el Gobierno, será la vigente aplicable al consumidor doméstico en la fecha de entrada en vigor del Real Decreto Ley 6/2009 y podrá ser modificada por Orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos” (art.2.4 Real Decreto Ley 6/2009). El bono social cubre así el previsible aumento en el precio de la TUR como consecuencia de la inclusión en esta de los costes reales de producción de la energía eléctrica⁵².

⁵⁰ Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social (BOE 7 mayo 2009, nº 111, p.39404) -Art.2 y Disposición Transitoria Segunda- y por Real Decreto Ley 14/2010, de 23 de diciembre (BOE 24 diciembre 2010, nº 312, p.106386) -Disposición Adicional Segunda-. Su puesta en marcha y régimen de financiación han quedado regulados por Resolución del Secretario de Estado de Energía de 26 de junio de 2009, por la que se determina el procedimiento de puesta en marcha del Bono Social; por la Orden IET/843/2012, de 25 de abril, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2012 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial (Disposición Adicional Cuarta y Quinta) y por Real Decreto- Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico (art. 8 y Disposición Transitoria Primera).

⁵¹ Sentencia del Tribunal Supremo de 7 de febrero de 2012 (fj.3º, Pte. Eduardo Espín Templado); así se recoge también de forma expresa en el Art.2.2 del Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril.

⁵² Tengamos en cuenta que previamente a la creación del bono social ya se había configurado la llamada tarifa social en la Disposición Adicional Tercera de la Orden ITC 1857/08, de 26 de junio, aplicable a suministros domésticos de baja tensión contratados por personas físicas en su vivienda habitual y siempre que la potencia contratada fuese inferior a 3 KW y tuviera instalado el correspondiente contador. Dicha tarifa social queda

Ahora bien, de esta reducción tarifaria solo podrán beneficiarse – según dispone el Real Decreto Ley 6/2009 – aquellos consumidores acogidos a la TUR que reúnan determinadas características sociales, de consumo y de poder adquisitivo que se determinarán reglamentariamente. Para la fijación de dichas características se establecerá un umbral referenciado a un indicador de renta per cápita familiar. Además, en todo caso dicho bono social se circunscribirá a personas físicas en su vivienda habitual.

No obstante, transitoriamente y hasta que se produzca el citado desarrollo reglamentario, la Disposición Transitoria Segunda de dicho Real Decreto Ley prevé la aplicación automática del bono social a partir del 1 de julio de 2009 a los siguientes colectivos de consumidores: a las personas físicas con potencia contratada inferior a 3 KW en su vivienda habitual; a los consumidores con 60 años o más que acrediten ser pensionistas en determinadas circunstancias⁵³, a los consumidores que acrediten ser familias numerosas o formar parte de una unidad familiar que tenga a todos sus miembros en situación de desempleo. Así, pues, esta Disposición Transitoria ha tenido en cuenta el bajo consumo en la vivienda habitual, colectivos más desfavorecidos en cuanto a la renta que perciben y el colectivo de las familias numerosas, sin efectuar en este caso ningún tipo de discriminación.

Esta previsión transitoria que se viene aplicando desde julio de 2009 presenta disfunciones en relación a lo previsto en el art. 2 del mismo Real Decreto Ley 6/2009. Los consumidores con derecho al bono social no se determinan en función a un umbral referenciado de renta per cápita, la cual si bien es cierto que puede identificarse respecto de pensionistas o unidades familiares con todos sus miembros en situación de desempleo, no es así en relación a las familias numerosas, o a las personas físicas que tengan contratada una potencia inferior a 3 KW en su vivienda habitual⁵⁴.

derogada con la implantación del bono social por Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril.

⁵³ Pensionistas del sistema de la seguridad social por jubilación, incapacidad permanente y viudedad y que perciban las cuantías mínimas vigentes en cada momento para dichas clases de pensión o a los titulares sin cónyuge que viven en una unidad económica unipersonal, así como los beneficiarios de pensiones del extinguido seguro obligatorio de vejez e invalidez y de pensiones no contributivas de jubilación e invalidez mayores de 60 años.

⁵⁴ Así lo puso de manifiesto la Comisión Nacional de Energía en su informe 17/2009, sobre la propuesta de Resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se determina el procedimiento de puesta en marcha del Bono Social.

Además, salvo en este último caso, no se exige en esta Disposición que el consumidor beneficiario del bono social realice el consumo en la vivienda habitual. Sin embargo, la *Resolución del Secretario de Estado de Energía de 26 de junio de 2009*, por la que se determina el procedimiento de puesta en marcha del Bono Social ha limitado el alcance del mismo, ajustándose más a lo previsto en el art.2, en lo que consideramos una interpretación concordada entre dicho art.2 y la Disposición Transitoria Segunda del Real Decreto Ley 6/2009. Así, exige para todos los colectivos beneficiarios que estén acogidos a la tarifa de último recurso y que el punto de suministro se corresponda con la vivienda habitual del titular.

IV. LA TRANSPARENCIA Y LA NO DISCRIMINACIÓN EN LA IMPOSICIÓN DE “OBLIGACIONES DE SERVICIO PÚBLICO”: PREVISIONES NORMATIVAS Y JURISPRUDENCIALES

La Directiva 2009/72/CE impone dos condicionantes a los Estados miembros para establecer “obligaciones de servicio público”; el primero, que dichas obligaciones deben definirse claramente, ser transparentes, no discriminatorias y controlables⁵⁵; y el segundo, que para alcanzar los objetivos medioambientales se podrá aprobar una planificación a largo plazo, que tenga en cuenta el acceso de terceros a la red.

Así, pues, la citada Directiva, como ya hiciera la anterior Directiva 2003/54/CE, insiste en que la imposición de obligaciones de servicio a las empresas eléctricas deberá hacerse de forma transparente, no discriminatoria y controlable. Principios que han sido reiterados y exigidos por el Tribunal de Justicia de la Unión Europea, que añade a los mismos el principio de proporcionalidad (Caso Enel – STJUE de 21 de diciembre de 2011; caso Federutility y otros – STJUE de 20 de abril de 2010)⁵⁶, admitiendo que se puedan imponer “obligaciones de

⁵⁵ Vid, PAREJO ALFONSO, L.: “La intervención...”, op cit, p.203; SALA ARQUER: “El suministro de último recurso”, en la obra colectiva *Tratado de Regulación del Sector Eléctrico*, Ed. Iberdrola, Thomson Aranzadi, Pamplona, 2009, pp.716 y ss.

⁵⁶ La Sentencia de 21 diciembre 2011 TJUE – caso Enel Produzione SpA/ Autorità per l’energia elettrica e il gas (Italia), C-242/10, cuestión prejudicial TJUE 2011/418, apdos.55 y ss. prevé que “de los propios términos del artículo 86 CE (RCL 1999, 1205 ter) resulta que las obligaciones de servicio público que el artículo 3, apartado 2, de la *Directiva 2003/54 (LCEur 2003, 2133)* permite imponer a las empresas deben respetar el principio de proporcionalidad y que, por lo tanto, esas obligaciones

servicio público” a nivel nacional referidas a la asequibilidad del precio del suministro eléctrico. Y ello siempre que se persiga un interés económico general, como mantener el precio del suministro al cliente final en un nivel razonable; solo se menoscabe la libre fijación de precios durante un periodo de tiempo limitado; y, sea “transparente, no discriminatorio y controlable”.

La aplicación de los principios de transparencia y no discriminación en la imposición de obligaciones de servicio público ha hecho tambalearse todo el sistema interno del bono social. Y ello porque la forma de financiación del mismo ha sido tachada de discriminatoria por la Sentencia de 7 de febrero de 2012. El Real Decreto Ley 6/2009 preveía en su art. 2 y Disposición Transitoria Segunda que su financiación se realizaría por varias empresas titulares de instalaciones de

sólo pueden menoscabar la libre fijación del precio del suministro de la electricidad en la medida necesaria para alcanzar el objetivo de interés económico general que persiguen (*sentencia Federutility y otros [TJCE 2010, 109]*, antes citada, apartado 33)”. Además, establece que no resulta contrario a la Directiva sobre el Mercado Interior de la electricidad la imposición de obligaciones de servicio público a empresas que cumplen un papel esencial en la prestación del servicio eléctrico con el objeto de reducir el precio de la electricidad en interés del consumidor final; siempre que dicha normativa interna no vaya más allá de lo necesario para alcanzar el objetivo perseguido.

En el caso *Federutility y otros* (Sentencia de 20 abril 2010 TJUE Gran Sala, Caso *Federutility y otros/ Autorità per l'energia elettrica e il gas, C-265/08*, cuestión prejudicial, apdo.47), se establece con toda claridad las condiciones que deben respetarse por los Estados miembros en su normativa interna cuando impongan “obligaciones de servicio público” a las empresas eléctricas relativas al precio del servicio. Así, se indica: “Por tanto, procede responder a las cuestiones planteadas que los artículos 3, apartado 2, y 23, apartado 1, de la *Directiva 2003/55 (LCEur 2003, 2135)* no se oponen a una normativa nacional, como la controvertida en el litigio principal, que permite determinar el importe del precio de suministro del gas natural mediante la fijación de precios de referencia, como los controvertidos en el litigio principal, después del 1 de julio de 2007, a condición de que esa intervención:– persiga un interés económico general consistente en mantener el precio de suministro del gas natural al cliente final en un nivel razonable, habida cuenta de que los Estados miembros deben conciliar, tomando en consideración la situación del sector del gas natural, los objetivos de liberalización y de la necesaria protección del cliente final perseguidos por la *Directiva 2003/55*;– sólo menoscabe la libre fijación de precios de suministro del gas natural después del 1 de julio de 2007 en la medida necesaria para alcanzar dicho objetivo de interés económico general y, en consecuencia, durante un período de tiempo necesariamente limitado;– esté claramente definida, sea transparente, no discriminatoria y controlable, y garantice a las empresas de gas de la Unión el acceso, en igualdad de condiciones, a los consumidores”.

generación del sistema eléctrico⁵⁷, en porcentajes dispares⁵⁸.

Sobre la base de dicho sistema de financiación⁵⁹ previsto en la Disposición Transitoria Segunda del Real Decreto Ley 6/2009, Iberdrola, SA, formula Recurso Contencioso Administrativo impugnando el mecanismo de liquidación del bono social por considerar que el sistema de financiación del bono social es contrario al Derecho Comunitario por resultar discriminatorio para las empresas de generación respecto a otras empresas del sector; por no ser transparente y resultar arbitraria la selección de las empresas que han de financiarlo y la cuantía con que deben hacerlo, pues no se apoya en ningún parámetro previo como podría ser la cuota de negocio⁶⁰.

Al respecto el Tribunal Supremo en su Sentencia de 7 de febrero de 2012⁶¹ dispone que la D.T.2ª del Real Decreto Ley 6/2009 se limita a enumerar las empresas que han de financiar el bono social y su porcentaje, sin indicar ni el umbral a partir del cual se ha eximido a las

⁵⁷ El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio podrá exonerar temporalmente a determinadas instalaciones de generación cuando su volumen de negocios a escala nacional se sitúe por debajo de un umbral preestablecido por la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos (Art.2 apdo 5º del Real Decreto Ley 6/2009). Al mismo tiempo, la Disposición Transitoria Segunda establecía las empresas de generación y el porcentaje con el que contribuirían a la financiación del bono social hasta que se produjera la primera revisión del sistema de financiación, la cual tendría lugar por Orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos al menos cada cuatro años. O sea, puesto que la aplicación del bono social se inicia en julio de 2009, al menos hasta julio de 2013 no procedería la revisión del sistema de financiación. Por Real Decreto Ley 14/2010, de 23 de diciembre, que establece medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario (Disposición Adicional Segunda), se ha ampliado el plazo de 4 años para proceder a la revisión de la financiación del bono social hasta el 1 de enero de 2014; aplicándose mientras tanto el régimen de financiación transitoria.

⁵⁸ Disposición Transitoria Segunda, in fine, del Real Decreto Ley 6/2009 atribuía la financiación del bono social a: Endesa Generación, SA (36,77%); Iberdrola Generación, SA (34,99%); Unión Fenosa Generación (10,00%) y otras empresas en porcentajes inferiores.

⁵⁹ Mecanismo de financiación desarrollado por la Orden ITC/1273/2009, de 26 de junio, por la que se revisan los peajes de acceso a partir del 1 de julio de 2009 y las tarifas y primas de determinadas instalaciones de régimen especial (D.Adicional Segunda y Tercera).

⁶⁰ El hecho de que la citada Orden eluda el requisito previsto en el Real Decreto Ley 6/2009 para exonerar a las empresas de financiar el bono social, o sea, no tenga en cuenta el volumen de negocio para dicha determinación puede afectar incluso al principio de seguridad jurídica. Sobre este principio, vid, DE LA QUADRA SALCEDO, T.: "Seguridad jurídica y protección de la confianza legítima en la regulación de los sectores energéticos" en *Cuestiones Actuales del Derecho de la Energía. Regulación, competencia y control judicial*. Ed. Iustel, CNE, Madrid, 2010, pp.163 y ss.

⁶¹ Sentencia del Tribunal Supremo de 7 de febrero de 2012 (Pte. Eduardo Espín Templado; fto. Jco.3º).

restantes de participar en el mecanismo de financiación, ni el criterio para determinar los porcentajes de participación de las empresas incluidas. De ello concluye el Tribunal que el mecanismo de financiación del bono social no cumple los objetivos de no discriminación y transparencia que debe presidir la imposición de obligaciones de servicio público según disponía la anterior Directiva 2003/54/CE, y que ahora reitera la vigente Directiva 2009/72/CE. Por ello, califica el sistema de financiación como discriminatorio y no transparente, además de no resultar controlable ante la Jurisdicción en sus parámetros esenciales⁶². En base a tales argumentos el Tribunal declara inaplicable el sistema de financiación del bono social regulado en el art.2.5 y DT2^a del Real Decreto Ley 6/2009 y su sistema de aplicación regulado en la Disposición Adicional Segunda y Tercera de la Orden ITC/1723/2009.

Con objeto de dar cumplimiento a esta sentencia el Gobierno impuso, en un primer momento, que su coste fuese asumido por los consumidores eléctricos, y más recientemente – mediante Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio–, que dicho coste sea sufragado por determinadas empresas eléctricas, como obligación de servicio público, razonando tanto esta imposición como los porcentajes de participación en aquella financiación que corresponderán a dichas empresas⁶³.

⁶² Los argumentos vertidos en esta sentencia han sido utilizados por Iberdrola, SA para cuestionar su designación como empresa financiadora del déficit tarifario. Sin embargo, la Sentencia de 19 de diciembre de 2012 de la Audiencia Nacional (Pte. García Gonzalo, T., fto.jco.7º y 8º) sostiene que la figura del bono social en cuanto obligación de servicio público no es equiparable a la imposición de financiación del déficit de tarifa, exponiendo las razones que justifican la imposición de tal prestación patrimonial a las empresas más relevantes del sector eléctrico. Respecto a la diferencia existente entre financiar el bono social o el déficit tarifario, vid, la Sentencia de la Audiencia Nacional de 30 de enero de 2013 (Pte. García Lozano, f.jco.17º-19º).

⁶³ Para dar cumplimiento a lo dispuesto en la Sentencia del Tribunal Supremo de 7 de febrero de 2012, manteniendo a su vez el sistema de protección instaurado con el “Bono Social”, la Orden IET/843/2012, de 25 de abril, por la que se establecen los peajes de acceso a partir del 1 de abril de 2012 y determinadas tarifas y primas de determinadas instalaciones de régimen especial, trasladó a los consumidores el coste del bono social y fijó las tarifas de referencia para su aplicación. Sin embargo, la necesidad de adoptar nuevas medidas para hacer frente al déficit de tarifa eléctrico ha llevado al Gobierno a modificar el sistema mediante el reciente Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio (BOE de 13 de julio de 2013, nº 167), artículo 8 y apartado V de la Exposición de motivos, acogiendo la postura Jurisprudencial de que dicho coste podría hacerse recaer sobre el propio sector eléctrico, o parte del mismo. En base a ello, esta norma con rango de ley establece como “obligación de servicio público” la asunción del coste del bono social a “las matrices sociedades o grupos de sociedades que realicen actividades de producción, distribución y comercialización de energía eléctrica y que tengan el carácter de grupos verticalmente integrados. Justifica la imposición en el reparto del coste entre las principales actividades empresariales intervinientes en el sector eléctrico; además, se justifica la exclusión de la actividad de transporte al tratarse de una actividad regulada, desarrollada en régimen de

El Gobierno ha venido a paliar las insuficiencias regulatorias en cuanto a la financiación del bono social, puestas de manifiesto por el Tribunal Supremo, apostando por no seguir cargando el mantenimiento de esta medida social sobre todos los consumidores, trasladando la carga a las empresas del sector. Ahora bien, teniendo en cuenta que la Directiva 2009/72/CE apunta la posibilidad de imponer obligaciones de servicio público referidas a la protección del medio ambiente mediante medidas de eficiencia energética e introducción de energías renovables y la apuesta por estas dos técnicas de diversificación energética en la Directiva 2009/28/CE, las empresas de generación eléctrica que sufragan el bono social podrían ser compensadas con una prioridad en el procedimiento de autorización de nuevas instalaciones siempre que las mismas coadyuvaran a alcanzar aquellos objetivos de producción a partir de energías limpias.

El segundo límite que impone la Directiva 2009/72/CE a la imposición de “obligaciones de servicio público” para el logro de objetivos medioambientales hace referencia a la necesidad de que los Estados miembros cuenten con una planificación a largo plazo, que favorezca el acceso de terceros a la red. O sea, una planificación que permita la apertura a la competencia del mercado, favoreciendo la entrada de nuevos productores de electricidad que, para contribuir a la protección ambiental, deberán utilizar fuentes de energías alternativas a las fósiles (eólica, solar...) ⁶⁴.

monopolio legal y exclusividad.

Al mismo tiempo, se procede a determinar “de forma clara, transparente, no discriminatoria y controlable” esa obligación de servicio público, clarificando la participación de tales empresas en función “de una cuantía calculada considerando tanto el número de suministros conectados a las redes de distribución como el número de clientes a los que suministran la actividad de comercialización”. Y para garantizar la permanente adecuación de esos porcentajes a las concretas circunstancias del sector y posibilitar su control, se dispone que la Comisión de Mercados y la Competencia calculará anualmente los citados porcentajes de reparto aplicables y dará publicidad a la información empleada para ello. La Disposición Transitoria del Real Decreto Ley que comentamos dispone que antes del 15 de septiembre de 2013 la citada Comisión de Mercados enviará una propuesta de fijación de los porcentajes al Ministerio competente para su aprobación mediante Orden, financiándose hasta entonces el bono social con cargo al sistema, o sea, será cubierto por los consumidores eléctricos.

⁶⁴ Sobre la planificación para el fomento de las energías renovables y para garantizar la eficiencia energética, vid, GONZÁLEZ RÍOS, I: *Régimen jurídico-administrativo de las Energías Renovables y la Eficiencia Energética*, Ed. Thomson-Reuters, 2011, pp.181 y ss, 277 y ss.

V. UN PASO MÁS EN LA PROTECCIÓN DEL CONSUMIDOR ELÉCTRICO: “EL CLIENTE VULNERABLE” Y “LA POBREZA ENERGÉTICA”

1. La regulación del “cliente vulnerable” y de “la pobreza energética” en el Derecho comunitario

La regulación comunitaria del sector eléctrico no se ha limitado a disponer que los países miembros garanticen el derecho a un servicio universal y a prevenir la posibilidad de establecer “obligaciones de servicio público”, intervenciones que sin duda redundan en el “bienestar energético” de los ciudadanos, modulando y socializando el proceso de liberalización y apertura del mercado eléctrico; sino que, va más allá regulando concretas medidas de protección del consumidor eléctrico⁶⁵ y garantizando la protección del “cliente vulnerable”. Nos interesa ahora profundizar en ese concepto y en la novedosa incorporación de la referencia a “la pobreza energética”, como muestra de una evolución normativa que trata de garantizar el mercado eléctrico sin olvidar la necesaria cohesión social⁶⁶.

⁶⁵ La *Directiva 2009/72/CE* recoge medidas de protección de todos los consumidores eléctricos sin distinción. Entre ellas se establecen: los derechos que deben garantizar los Estados al consumidor eléctrico, así como, medidas organizativas, aspectos que deben ser garantizados por la autoridad reguladora. Entre los derechos destacan por el importante papel que juegan en la liberalización del servicio: el derecho a cambiar de proveedor en el plazo de tres semanas y el derecho a recibir información sobre el consumo. Tan importante resulta la protección al consumidor eléctrico en este proceso de liberalización del servicio, que la Directiva que comentamos incorpora un Anexo con las medidas de protección del consumidor que deben adoptar los Estados miembros, en el que se recogen sus principales derechos (derecho a un contrato con el prestador del servicio con determinadas garantías, derecho a ser informado de cualquier mutación en el contrato; derecho a obtener información transparente sobre el servicio; transparencia en los procedimientos de reclamación...).

Como medidas organizativas se prevé la obligación para los Estados de crear puntos de información únicos para los consumidores sobre sus derechos, legislación aplicable y vías de solución de conflictos en caso de litigios (art.3, apdo 12). Además, se establece la necesidad de garantizar la existencia de un mecanismo independiente como un Defensor para la energía u órgano de los consumidores encargado de tramitar las reclamaciones y solución extrajudicial de conflictos (art.3 apdo 13). Otra medida directa de protección del consumidor debe ofrecerla la propia Comisión Europea, que viene obligada a establecer una lista clara y concisa para los consumidores de energía que contenga información práctica sobre sus derechos, debiendo garantizar los Estados que una copia de la misma llega a los consumidores y que la misma se hace pública (art.3, apdo 16 de la *Directiva 2009/72/CE*).

A esos derechos y medidas organizativas hemos de unir las obligaciones que pesan sobre los suministradores de electricidad, y que deben garantizar los Estados miembros, referidas a la información que debe figurar en sus facturas, o junto a ellas, en la documentación promocional puesta a disposición de los clientes finales, relativa al impacto sobre el medio ambiente de la producción eléctrica o información sobre vías de solución de conflictos (art. 3.9 *Directiva 2009/72/CE*).

⁶⁶ DE LA QUADRA SALCEDO FERNÁNDEZ DEL CASTILLO, T: “Estado y Mercado en

Como decimos, especialmente novedosa resulta la vigente Directiva sobre el mercado interior de la electricidad en lo que respecta a la *protección de los consumidores vulnerables*, que si bien ya estaba prevista en la anterior Directiva de 2003, se refuerza su atención a los mismos introduciendo la referencia a la “*pobreza energética*” (art.3, apdo 7 y 8)⁶⁷. Al respecto se hace una llamada a los Estados miembros para que adopten medidas de protección del consumidor vulnerable.

¿Pero qué se entiende por consumidor vulnerable? La Directiva 2009/72/CE remite a los Estados miembros la definición del concepto, que podrá ir referido a la “*pobreza energética*” y, entre otras cosas, a “*la prohibición de desconexión de la electricidad a dichos clientes en periodos críticos*”.

Si tenemos en cuenta que la Directiva ya garantiza un servicio universal consistente en el suministro de electricidad a consumidores domésticos de una determinada calidad y a un precio razonable, podemos considerar que un cliente es vulnerable cuando a pesar de la “*razonabilidad*”, o sea, “*asequibilidad*” del precio del suministro, no puede hacer frente a su pago. De ahí que la Directiva apunte a que una de las posibles medidas a adoptar sea la prohibición de desconexión. La definición de cliente vulnerable podemos así asimilarla a aquel colectivo que no puede hacer frente al pago de ese “*precio asequible o razonable*”. Estaríamos hablando de que para colectivos desfavorecidos y en momentos especialmente críticos, el suministro eléctrico debería ser garantizado⁶⁸. Para ello debe disponerse la fórmula de compensación adecuada para el comercializador de electricidad que deba afrontar dicho servicio (cobertura presupuestaria, ayudas...). Y es aquí donde a la Administración pública se le debe reconocer un papel crucial en la garantía del bienestar de todos los ciudadanos⁶⁹.

un mundo global”, op, cit, pp.78 y ss; GARCÍA LIZANA, A. Y CRUZ MORATO, M.: “Tendencias en pobreza y exclusión en Europa” en *Revista de Estudios Sociales y de Sociología aplicada* n° 157 (2010), pp.75 y ss).

⁶⁷ Tengamos en cuenta que la Estrategia Europea 2020: Comunicación de la Comisión, de 3 de marzo de 2010, denominada «Europa 2020: Una estrategia para un crecimiento inteligente, sostenible e integrador» recoge como uno de sus objetivos “reducir el número de europeos que viven por debajo del umbral nacional de pobreza en un 25%, liberando de la pobreza a 20 millones de personas. Vid, al respecto, FRESNO J.M. Y TSOLAKIS, A.: “Cohesión social e inclusión social en la Estrategia Única Europea 2020” en *Revista de Estudios Sociales y de Sociología aplicada* n°157 (2010), pp.29 y ss).

⁶⁸ La intervención sobre el precio del suministro, como medida para proteger a determinados consumidores, los de más baja renta, ha sido criticado por la doctrina por suponer un desincentivo a la racionalidad de la demanda según CREMADES GARCÍA, J. Y PEINADO GRACIA, J.I.: “El consumidor...”, op cit, pp.599 y 611 y ss.

⁶⁹ RODRÍGUEZ ARANA, J.: *Interés general...*, op, cit, p.218.

Pero la vulnerabilidad no se relaciona exclusivamente con la asequibilidad del servicio, sino que también podemos enlazarla con el principio de igualdad entendido como igualdad real en el acceso al servicio independientemente de la zona geográfica donde nos encontremos. Esta igualdad -llamémosla “territorial”- de acceso al suministro eléctrico debería quedar integrada dentro del concepto de “servicio universal” ya referenciado. Sin embargo, el mismo se refiere a un servicio universal como suministro eléctrico a clientes domésticos de una calidad determinada y a precios razonables, pero no lo refiere a que deba tener “una cobertura territorial completa”, a diferencia de determinados servicios de telecomunicaciones⁷⁰. No obstante, la *Directiva 2009/72/CE* cuando se refiere a los clientes vulnerables prevé que los “Estados miembros adoptarán medidas para proteger a los clientes finales de zonas apartadas”. Con ello se puede hacer frente a la “vulnerabilidad territorial” en cuanto acceso al suministro eléctrico, pero sería deseable que los Estados lo asociaran al servicio universal.

En consecuencia, la normativa interna de los Estados miembros deberían definir el “cliente vulnerable” en el sector eléctrico como aquel que no puede abonar el “precio razonable” del suministro eléctrico, o que territorialmente no puede acceder a él. Esa definición llevaría asociadas medidas como “la prohibición de desconexión en periodos críticos”, o sea, temporalmente, en el primer caso; o una planificación de redes y promoción de sistemas de producción eléctrica descentralizada, para el segundo supuesto.

Inciendo en la lucha contra la “pobreza energética”, concepto que tampoco define la Directiva, aunque la incluye en el contexto más amplio de la pobreza en general, el apdo 8º del art.3 de la Directiva que comentamos prevé que los Estados adopten medidas adecuadas para atajarla. Entre las mismas se incluyen: planes nacionales de acción en materia de energía; prestaciones en el marco del régimen de la Seguridad Social para garantizar el necesario suministro de electricidad a clientes vulnerables; o el apoyo a mejoras de la eficiencia energética. De estas medidas parece deducirse que la “pobreza energética” efectivamente se asocia por la UE a la necesidad de garantizar el suministro a “clientes vulnerables”, a una mejora de la planificación energética o al apoyo por los Estados a medidas de eficiencia energética. Una adecuada planificación energética que abunde en la mejora de la efi-

⁷⁰ Art.22 y ss de la Ley General de Telecomunicaciones y Directiva 2009/136/CE. Al respecto, vid, SÁNCHEZ MORÓN, M.: *Derecho Administrativo...*, op, cit, pp.776 y 780.

ciencia energética y la protección del consumidor eléctrico vulnerable frente a la desconexión del suministro se apuntan como soluciones a la “pobreza energética”. En definitiva, la protección frente a la “pobreza energética” debe venir desde políticas públicas impulsadas por la Administración pública en materia energética, que ya están en marcha, pero sin descartar la imposición de “obligaciones de servicio público” a determinadas empresas eléctricas referidas a la obligación de prestación del suministro eléctrico a aquellos clientes que no puedan abonar su coste, mediando la oportuna compensación que puede ser económica o mediante la obtención de determinadas ventajas en el mercado, siempre que no distorsionen la competencia.

Consideramos que debe reforzarse la intervención administrativa en el sector eléctrico mediante la regulación del concepto de “pobreza energética” en la normativa del sector energético, especialmente, del eléctrico. Para ello es conveniente asociar el mismo al de “sostenibilidad energética” por cuanto éste último implica disponer de energías “menos contaminantes”, como las procedentes de las energías renovables y del ahorro y la eficiencia energética, que esta energía llegue a zonas aisladas, y que puedan disfrutar de la misma los consumidores presentes y futuros.

1.1. La definición del “cliente vulnerable” y la falta de alusión a “la pobreza energética” en el Derecho interno español

El *Real Decreto Ley 13/2012, de 30 de marzo*, por el que se transpone al Derecho interno algunas de las previsiones recogidas, entre otras, en la *Directiva 2009/72/CE*⁷¹ modifica la *Ley del Sector Eléctrico* (LSE) introduciendo medidas para la protección del consumidor eléctrico, centrándose en los consumidores vulnerables. Al respecto se da una nueva redacción al apdo.4º del art.44 dejando en manos del Gobierno a través de reglamento la definición de consumidor vulnerable, los requisitos que deban cumplirse para formar parte de este colectivo y las medidas a adoptar. Como elementos reglados de dicha definición se establece en la Ley que serán “consumidores de

⁷¹ Real Decreto Ley13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de la electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.

electricidad que cumplan con las características sociales, de consumo y poder adquisitivo que se determinen” y en todo caso, que debe tratarse de personas físicas en su vivienda habitual. Además, respecto a estos consumidores vulnerables se adoptarán las medidas oportunas para garantizar su protección.

De esta nueva regulación incorporada en la LSE resulta destacable: por un lado, que entre esos elementos reglados no se haya hecho referencia a que el concepto de consumidor vulnerable pueda ir referido a la “pobreza energética”, definiendo el concepto; y ello, cuando este último concepto es la gran novedad de la *Directiva 2009/72/CE*; y por otro lado, que entre las posibles medidas a adoptar para garantizar la protección del consumidor vulnerable tampoco se haya incluido “la prohibición de desconexión de la electricidad en periodos críticos”.

Pero como hemos dicho será una norma reglamentaria del Gobierno la que defina al consumidor vulnerable, pero mientras ese desarrollo reglamentario se produce se considerará que un consumidor es vulnerable: “*Cuando se encuentre dentro del ámbito de aplicación del art.2 y de la Disposición Transitoria 2ª del Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril y en la Disposición Adicional 2ª del Real Decreto Ley 14/2010, de 23 de diciembre*”, según dispone Disposición Transitoria Vigésima de la LSE, añadida por el Real Decreto Ley 13/2012. O sea, se identifica al consumidor vulnerable con aquel que tiene derecho al bono social. Obsérvese que en la consideración transitoria de consumidor vulnerable no se ha tenido en cuenta un elemento exigido por el *Real Decreto Ley 6/2009*, el referido a un nivel de referencia según la renta per cápita, que podría, por ejemplo, dejar fuera de esta consideración a determinadas familias numerosas de elevado nivel de renta.

En consecuencia, el bono social está alejado del objetivo de protección a los consumidores vulnerables que fija la *Directiva 2009/72/CE* cuando se refiere a los mismos como asimilables a la pobreza energética y “a la prohibición de desconexión de la electricidad a dichos clientes en periodos críticos”. De hecho, la LSE regula los supuestos en los que procede la suspensión del suministro eléctrico⁷², recogiendo entre ellos la suspensión a los consumidores privados acogidos a la tarifa de último recurso cuando hayan transcurrido al menos dos meses

⁷² A la suspensión del suministro se refiere FERNÁNDEZ DÍEZ, I.: “Calidad del suministro y Derechos de los usuarios. La suspensión del suministro. Gestión de la demanda y ahorro y eficiencia energética” en la obra colectiva *Derecho de la Regulación Económica...*, op cit, pp.838 y ss.

desde que les hubiera sido requerido de forma fehaciente el pago, sin que el mismo se hubiese hecho efectivo⁷³. Aunque dicho corte temporal del suministro se sujeta a determinadas garantías – requerimiento fehaciente del pago y transcurso de dos meses desde el mismo—⁷⁴, no se ha excepcionado del corte de suministro a los consumidores acogidos al bono social ni se han dispuesto criterios para garantizar esa prohibición de desconexión en supuestos críticos para determinados colectivos. Esa prohibición de desconexión debería ir referida a colectivos de consumidores atendiendo a su capacidad económica, en especial, cuando conste acreditado que no disponen de ningún tipo de recursos económicos, o que con los que dispone no son suficientes para cubrir las necesidades básicas de alimentación, vestido y suministro energético.

VI. REFLEXIÓN FINAL

Este estudio pretende poner de manifiesto cómo la UE, junto a la implementación de la liberalización del sector eléctrico para el logro de la competencia en el mercado, viene de forma progresiva imponiendo a los Estados miembros obligaciones de intervención para garantizar la protección del consumidor eléctrico. En esta línea se inserta el reconocimiento de un derecho a un servicio universal y la obligación de proteger al cliente vulnerable y de luchar contra la pobreza energética. Más tímida resulta su regulación sobre el establecimiento de obligaciones de servicio público por parte de los países miembros, dado su carácter potestativo para los mismos.

Con base en esas previsiones comunitarias recogidas en la *Directiva 2009/72/CE*, hemos analizado el Derecho interno español y sus insuficiencias en lo que respecta a la Tarifa de Último Recurso como servicio universal (deficiencias conceptuales y de financiación); y, lo acertado de la regulación del llamado “Bono Social” y los inconvenientes derivados de una inadecuada regulación de su sistema de financiación, puestos de manifiesto por la Jurisprudencia. Sin embargo, donde más que insuficiencias, se aprecian incumplimientos, es en la regulación española sobre protección del “cliente vulnerable” y en la lucha contra la “pobreza energética”. Respecto a esta última porque ni siquiera ha sido objeto de previsión normativa, de definición ni de adopción explí-

⁷³ Art. 50.3 de la LSE, que prevé esta suspensión con carácter potestativo.

⁷⁴ A la forma de notificación, contenido del requerimiento y a la ejecución de la suspensión se refiere el art.50.1 y 85.3 del Real Decreto 1955/2000.

cita de medida alguna tendente a atajarla; respecto a la protección del “cliente vulnerable” porque no se ha vinculado el concepto – como sugiere la *Directiva 2009/72/CE* - al de pobreza energética, previendo medidas que tiendan a “la prohibición de la desconexión del suministro a dichos consumidores en periodos críticos”, como también apunta la regulación comunitaria.

La actual situación de crisis económica y la necesidad de compatibilizar la competencia en el mercado eléctrico con la cohesión económica, social y territorial exigen que el Derecho español siga profundizando en las medidas de protección del consumidor eléctrico más vulnerable, contribuyendo a erradicar la existencia de una posible “pobreza energética”.

BIBLIOGRAFÍA

- AAVV: *Droit de la Régulation, service public et intégration regionales*, T.2, Experénces européennes; ed. Logiques Juridiques, 2005.
- ARIÑO ORTÍZ, G.: “Servicio público y libertad de empresa. La delegación del Gobierno en el sistema eléctrico” en el libro homenaje al Prof. J.L. Villar Palasí, Ed. Civitas, SA, Madrid, 1989.
- BACIGALUPO SAGGESE, M.: “Electricidad, servicio público y mercado” en la obra colectiva *Tratado de Regulación del Sector Eléctrico*. Tomo I, Aspectos Jurídicos, Ed. Thomson-Aranzadi, 2009.
- CAMERON, P.D.: *Competition in Energy Markets: Law and Regulation in the European Union*, Oxford University Press, 2007.
- CARLÓN RUÍZ, M.: “Nuevas técnicas para nuevos tiempos: del servicio público al servicio universal” en la obra colectiva *Derecho de la Regulación Económica* (Coord. Muñoz Machado), VI, 2009.
- CRUZ FERRER J.: *La liberalización de los servicios públicos y el sector eléctrico*, Marcial Pons, Madrid, 1999.
- CREMADES GARCÍA, J. Y PEINADO GRACIA, J.I.: “El consumidor de energía eléctrica” en *Tratado de Regulación del Sector Eléctrico*. Tomo I, Aspectos Jurídicos, Ed. Thomson-Aranzadi, 2009.
- DE LA QUADRA SALCEDO FERNÁNDEZ DEL CASTILLO, T.: “Estado y Mercado en un mundo global” en *Cuadernos de Derecho Público* n° 25 (1997-2007); “Seguridad jurídica y protección de la confianza legítima en la regulación de los sectores energéticos” en *Cuestiones Actuales del Derecho de la Energía. Regulación, competencia y control judicial*. Ed. Iustel, CNE, Madrid, 2010.
- DE LA CUÉTARA, J.M., GONZÁLEZ SANFIEL, A.: “Servicio universal y obligaciones de servicio público en la Ley del Sector Eléctrico” en *Economía Industrial*, n° 316, 1997.
- DÍAZ LEMA, J.M.: “La liberalización de las redes europeas de gas y electricidad (un estudio de las Directivas comunitarias 2003/54 y 2003/55)” en la obra colectiva *Derecho de la Energía*, Ed. La Ley, 2006; “La evolución del mercado comunitario de la

energía: hacia la creación del mercado europeo de la energía. La falta de un regulador europeo y sus consecuencias” en la obra colectiva *Tratado de Regulación del Sector eléctrico*, Ed. Iberdrola, Thonson-Aranzadi, 2009.

ESTEVE PARDO, J.: *Lecciones de Derecho Administrativo*, Marcial Pons, 2012.

FERNÁNDEZ DÍEZ, I.: “Calidad del suministro y derechos de los usuarios. La suspensión del suministro. Gestión de la demanda, ahorro y eficiencia energética” en la obra colectiva *Derecho de la Regulación Económica III. Sector Energético*. Ed. Iustel, CNE, Madrid, 2009.

FERNÁNDEZ GARCÍA, M.: “Las obligaciones especiales de los operadores de los servicios esenciales económicos en red” en *RAP* n° 163, 2004.

FERNÁNDEZ RODRÍGUEZ, T. R.: “Del servicio público a la liberalización desde 1950 hasta hoy” en *RAP* n° 150, 1999.

FRESNO J.M. Y TSOLAKIS, A.: “Cohesión social e inclusión social en la Estrategia Única Europea 2020” en *Revista de Estudios Sociales y de Sociología aplicada* n°157, 2010.

GARCÍA DE ENTERRÍA: “Una nota sobre el interés general como concepto jurídico indeterminado” en *REDA* n° 89, 1996.

GARCÍA LIZANA, A. Y CRUZ MORATO, M.: “Tendencias en pobreza y exclusión en Europa” en *Revista de Estudios Sociales y de Sociología aplicada* n° 157, 2010.

GEORGES DE REILHAN: *Recherches sur la notion de service universal*, ed. Atelier National de Reproduction des Thèses, 2000.

GIMENO FELIU, J.M^º: *El servicio público eléctrico en el Mercado interior europeo*, Ed.Civitas, SA, 1994.

GONZÁLEZ RÍOS, I: *Régimen jurídico-administrativo de las energías renovables y de la eficiencia energética*, Ed. Aranzadi, Thonson Reuters, Pamplona, 2011.

HERNÁNDEZ J.C: *Regulación y competencia en el sector eléctrico. Evolución, regulación actual y perspectivas de futuro*, ed.Aranzadi, Pamplona, 2005.

LAGUNA PAZ, J.C: *Servicios económicos de interés general*, Thonson, Civitas, Madrid, 2009.

LEMAIRE, C.: “La libéralisation des marchés énergétiques. À propos de la transposition de la Directive Gaz en France”, *Revue du Marché commun e de L'Union européenne* n° 473, 2003.

LÓPEZ JURADO ESCRIBANO, F. de B.: “Comentarios al art.45 de la Ley 54/97” en la obra colectiva *Comentarios a la Leyes Energéticas, Tomo I. Ley del Sector Eléctrico*, Thonson-Civitas, 2006.

MARTÍNEZ LÓPEZ MUÑIZ, J.L.: “Servicio público, servicio universal y obligación de servicio público en la perspectiva del Derecho comunitario, los servicios esenciales y sus regímenes alternativos” en *RAAP* n° 39, 2000; “En torno a la nueva regulación de los servicios esenciales económicos en red (a propósito de la nueva Ley General de Telecomunicaciones y su sistema conceptual), en la obra colectiva en Homenaje al Prof. Dr. Ramón Martín Mateo *El Derecho Administrativo en el S:XXI*. Ed. Tirant Lo Blanch, Valencia, 2000.

MEILÁN GIL, J.L.: “Intereses generales e interés público desde la perspectiva del Derecho público español” en *Revista de Derecho Administrativo & Constitucional* n° 40, 2010.

MUÑOZ MACHADO, S.: “Introducción al sector energético: regulación pública y libre competencia”, en *Derecho de la Regulación. III Sector energético*, Ed. Iustel, CNE,

- 2009; *Servicio público y mercado*; Ed: Civitas. 1998.
- NEBREDA, J.M.: “Las redes eléctricas tras la reforma legal del año 2007”, en la obra colectiva *Comentarios a la Ley de Reforma del Sector Eléctrico*; Thonson-Civitas, Madrid, 2007.
- PAREJO ALFONSO, L.: “La intervención administrativa de las empresas eléctricas” en la obra colectiva *Derecho de la Regulación Económica. III Sector energético*. Ed. Iustel, CNE, Madrid, 2009.
- PASTOR RIDRUEJO, L.: “El nuevo régimen económico de la electricidad en la Ley 17/2007” en *Comentarios a la Ley de Reforma del Sector Eléctrico (Ley 17 de 2007)*, Thonson-Civitas, Madrid, 2007.
- RODRÍGUEZ ARANA, J.: *El interés general, Derecho Administrativo y Estado del bienestar*, Ed. Syntagma e Iustel, Madrid, 2012.
- RODRÍGUEZ CABRERO, G.: “Transformaciones y efectos en las políticas sociales en España desde la perspectiva de la inclusión social” en la obra colectiva *Actuar ante la exclusión. Análisis y herramientas para la inclusión social*, (Coord.Jaraíz Arroyo). Ed. Caritas, Fundación FOESSA, Madrid, 2009.
- SALA ATIENZA, P.: “La calidad en el suministro eléctrico y los problemas de la concurrencia de la normativa estatal y autonómica” en *Tratado Regulación del Sector Eléctrico*. Tomo I, Aspectos Jurídicos, Ed. Thonson-Aranzadi, 2009.
- SALA ARQUER: “El suministro de último recurso”, en la obra colectiva *Tratado de Regulación del Sector Eléctrico*, Ed. Iberdrola, Thonson Aranzadi, Pamplona, 2009.
- SALINAS LA CASTA, E.: “La actividad del comercializador. El paso de la tarifa regulada al suministro de último recurso. La Oficina de Cambios de Suministrador” en la obra colectiva *Derecho de la Regulación Económica*, Ed. Iustel, CNE, 2009.
- SÁNCHEZ MORÓN, M.: *Derecho Administrativo. Parte General*. Ed. Tecnos, Madrid, 2012.
- SOSA WAGNER: “Servicio público y papel de la nueva Administración y sus entes reguladores” en *Revista de Derecho de la Unión Europea* nº 7, 2004.

(Página deixada propositadamente em branco)

LA FISCALIDAD DE LA ELECTRICIDAD EN ESPAÑA:
TRIBUTOS ESTATALES Y AUTONÓMICOS.

Dr. Miguel Ángel Sánchez Huete

Dr. José Antonio Fernández Amor

Unidad de Derecho Financiero y Tributario

Universidad Autónoma de Barcelona

I. INTRODUCCIÓN

Es por todos compartido que uno de los factores clave para el desarrollo económico es la energía. Este elemento supone toda una serie de conflictos de intereses entre diferentes sujetos (consumidores, productores, distribuidores, entidades públicas, etc...) que ha dado lugar al desarrollo de un régimen jurídico compuesto de normas que alcanzan diferentes ámbitos: mercantil, administrativo, penal, etc. Una parte de ese entramado de normas lo ocupan la regulación de las diferentes figuras tributarias que pueden recaer sobre su producción, su consumo, su distribución o el volumen de negocio obtenido por su explotación.

Principalmente, la fiscalidad sobre la energía adquiere importancia desde el punto de vista de los costes para el consumidor, para el inversor o el empresario cuya actividad económica se encuadra en el sector energético. A este aspecto habría de añadirse la cada vez mayor tendencia al establecimiento de tributos extrafiscales, esto es, tributos

con los que se pretende, más que obtener un volumen de recaudación, incidir en el comportamiento de los ciudadanos a través de incentivo o desincentivo económico.

Las líneas que siguen tienen como perspectiva la fiscalidad del régimen jurídico de la energía y como objeto la fiscalidad estatal y autonómica de la energía eléctrica en un Estado complejo como es España. De ahí que, en un primer apartado, habrán de describirse los extremos de los tributos estatales sobre la electricidad y se ha de completar la exposición realizando igual tarea, en el segundo apartado, en relación con la fiscalidad autonómica teniendo presente la singularidad que supone la existencia de los regímenes de concierto y convenio.

II. LA TRIBUTACION ESTATAL DE LA ENERGIA ELÉC-TRICA

La fiscalidad de la energía eléctrica a nivel estatal pivota esencialmente en torno al gravamen que se efectúa por el Impuesto sobre la Electricidad en la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales y los tributos regulados por la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética. Tales normas gravan la producción de la energía eléctrica teniendo presente dos sensibilidades diversas; una más tradicional e intrínseca al tributo como es la recaudadora; y otra que pondera su uso extrafiscal, en la medida que buscan también corregir los comportamientos nocivos al medioambiente.

1. Impuesto Sobre La Electricidad

El Impuesto sobre la Electricidad se regula dentro del Capítulo IX del Título primero de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales. Este tributo se introdujo por la Ley 66/1997, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social y a nivel reglamentario fue desarrollado por el Real Decreto 112/1998, de 30 de enero. Nació con la función de compensar la pérdida de recursos ocasionada por la desaparición del recargo sobre la tarifa eléctrica. Dicho recargo estaba relacionado, a su vez, con la supresión de las subvenciones del sector del carbón. Por tanto, su existencia se vincula

esencialmente a las nuevas necesidades recaudatorias originadas al suprimir el recargo¹.

La regulación del impuesto sobre la electricidad ha sufrido diversas modificaciones de las que cabe destacar la efectuada por la Ley 22/2005, de 18 de noviembre. Dicha norma incorpora al ordenamiento interno la Directiva 2003/96/CE del Consejo, de 27 de octubre de 2003, por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad y, en caso del impuesto sobre la electricidad, supuso la fijación de un tipo mínimo que se corresponde con el nivel impositivo más reducido. También la Ley 17/2007, de 4 de julio, modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. Esta modificación ha supuesto notables cambios, como la desaparición de las tarifas de suministro integral, y la creación de la tarifa y suministrador de último recurso.

1.1. Naturaleza

El impuesto sobre la electricidad se encuadra dentro de los impuestos que gravan consumos específicos, en concreto, se ubica dentro de los impuestos de fabricación. En tal sentido, y en relación a su naturaleza, se trata de un impuesto indirecto que grava, en fase única, la fabricación, importación y, en su caso, introducción en el ámbito territorial interno de determinados bienes, según afirma el art. 1 de la Ley 38/1992.

También resulta un tributo real, objetivo, no periódico y monofásico. Es monofásico al gravar el consumo en una sola fase del proceso de producción, en su fabricación o importación.

Difícilmente, a nuestro entender, el impuesto sobre la electricidad se puede considerar como un impuesto medioambiental. Ya que,

¹ Lo ratifica la Exposición de Motivos de la Ley 66/1997, de 30 de diciembre en donde dicha figura fue creada: “En el ámbito de los Impuestos Especiales se introduce una nueva figura, el Impuesto sobre la Electricidad, que tiene como objetivo básico la obtención de los ingresos necesarios para compensar la supresión del recargo en concepto de «coste específico asignado a la minería del carbón», que gira en la actualidad sobre la facturación eléctrica y se expresa como el 4,864 por 100 de la misma, en consonancia con el proceso de transparencia en la facturación eléctrica que se quiere impulsar. Asimismo, la creación de este Impuesto permitirá la adaptación a la propuesta de Directiva comunitaria por la que se reestructura la imposición de los productos energéticos”.

por un lado, nace con una finalidad claramente recaudadora para compensar la desaparición del recargo sobre el carbón. Y, por otro lado, no discrimina el consumo efectuado en función de la mayor o menor contaminación que supondría la producción de la energía eléctrica dependiendo de la fuente a utilizar, si se trata de energía nuclear, carbón, gas, energía eólica, solar, etc. Como argumento para una cierta consideración medioambiental se aduce el hecho de que establece el gravamen en función de la cantidad consumida, y ello redundaría en la disminución de las emisiones de gases contaminantes². Aún siendo cierto lo anterior, no resulta un argumento suficiente para considerarlo como un tributo medioambiental, pues no diferencia el gravamen en función de la fuente más contaminante, ni su recaudación aparece afectada o se explica por perseguir dicha finalidad³.

A este respecto se ha de tener presente que el artículo 15 de la Directiva 2003/96/CE del Consejo, de 27 de octubre de 2003, por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad, prevé la posibilidad de que los Estados establezcan exenciones totales o parciales o reducciones del nivel de imposición respecto de la electricidad atendiendo, sobre todo, a su origen menos contaminante. Así se cita su procedencia solar o eólica, generada por el oleaje, de origen mareomotriz o geotérmico, de origen hidráulico producida en instalaciones hidroeléctricas, generada a partir de biomasa y productos elaborados a partir de la biomasa, generada por metano emitido por minas de carbón abandonadas, generada por pilas de combustible, entre otros supuestos. Existe, por tanto, el reconocimiento expreso para la introducción de criterios medioambientales en el gravamen de dicho impuesto. Su aplicación en la estructura del tributo puede efectuarse por diversos mecanismos, mediante tipos diferenciados como reconoce la propia Directiva, o mediante sistema de primas para la producción, como recoge la Ley 154/1997 y cuya valoración ha resultado favorable por la doctrina emanada por el Tribunal de Justicia en su Sentencia de 13 de marzo de 2001⁴.

² DEL BLANCO GARCIA, Álvaro: *Fiscalidad de la Energía*. IEF. Doc. n° 4/10, pág. 24. pág. 20.

³ Sobre las dificultades para acotar el carácter medioambiental de los tributos ver VILLAR EZCURRA, Marta: “Desarrollo sostenible y tributos medioambientales”. *Nueva Fiscalidad*. n° 107/2003, pág. 127. Ver también FERNÁNDEZ LÓPEZ, Roberto Ignacio: “Un nuevo enfoque de la tributación ambiental: la fiscalidad específica sobre las fuentes de energía renovables”. *Quincena Fiscal*. n°. 22/2010.

⁴ En tal sentido lo recogemos de DEL BLANCO GARCIA, Álvaro: *Fiscalidad de la Energía*. IEF. Doc. n° 4/10, pág. 24.

Siendo como es un impuesto sobre la fabricación su regulación presenta notables peculiaridades que es necesario poner de relieve⁵. Buena parte de sus singularidades aparecen asociadas al hecho de que la electricidad, ni se fabrica, en el mismo sentido que los demás productos, ni dicha energía puede almacenarse, circular o controlarse, como los demás bienes objeto de impuestos especiales.

1.2. Ámbito territorial

Dicho impuesto se exigirá en todo el territorio español, incluyendo las islas Canarias, Ceuta y Melilla. Aspecto que difiere del ámbito habitual de la mayoría de los impuestos de fabricación que no resultan aplicables en tales territorios.

1.3. Hecho imponible

Es la fabricación de la energía eléctrica y su importación. O sea, se grava no tan sólo su producción sino también la adquisición intracomunitaria de la misma.

A este respecto no cabe olvidar que existen disposiciones especiales en relación con los intercambios intracomunitarios de energía eléctrica. El concepto de adquisición intracomunitaria de energía eléctrica se referencia en relación al establecido en la Ley del Impuesto sobre el Valor Añadido (Ley 37/1992, de 28 de diciembre). En las adquisiciones intracomunitarias el impuesto se devengará cuando se produzca el del Impuesto sobre el Valor Añadido que recaiga sobre dichas operaciones o, en su caso, en el momento de la recepción en el ámbito territorial interno de la energía eléctrica procedente del ámbito territorial comunitario no interno. No obstante, cuando la energía eléctrica se reciba directamente en una fábrica o depósito fiscal la adquisición intracomunitaria se efectuará en régimen suspensivo. El envío con destino al ámbito territorial comunitario no interno de energía eléctrica que se encuentre en régimen suspensivo constituirá una operación exenta considerándose ultimado dicho régimen una vez acreditada la salida del ámbito territorial interno.

La Ley sobre Impuestos Especiales delimita de manera espe-

⁵ Ver PEREZ ROYO, Fernando: "Los Impuestos especiales y otros impuestos menores" en PEREZ ROYO, Fernando (director): *Curso de Derecho Tributario Parte especial*. Tecnos. Madrid. 2009, pág. 869.

cífica el gravamen de algunos supuestos. Por un lado, no considera producción de energía eléctrica la obtenida fuera de las instalaciones incluidas en el régimen ordinario o especial y, por otro, tampoco considera producción de energía eléctrica la obtenida por medio de generadores o conjuntos de generadores de potencia total no superior a 100 kilovatios (kW).

Los anteriores constituyen dos supuestos de no sujeción ya que delimitan normativamente el hecho imponible. La ley, al configurar el tributo, dota de sentido propio y peculiar al término de producción de energía eléctrica excluyendo a tales menciones. Todo ello a pesar de que en algún supuesto – la utilización de generadores de potencia inferior a 100 (kW) – exista la apariencia de haberse realizado el hecho imponible ya que se ha generado electricidad. En tales casos la ley no niega la existencia y generación de electricidad, pero no es relevante tributariamente y no se integra dentro de la realización del hecho imponible. En tanto que establecido por ley, el hecho imponible es una realidad jurídica y es por ello que el sentido jurídico de la producción de energía eléctrica puede diferir del sentido usual y técnico.

1.4. Devengo

Se regula de manera específica el momento del devengo atendiendo las dificultades de determinar cuando sale de fábrica la energía eléctrica. En el caso de contratos de suministro de energía eléctrica efectuados a título oneroso se origina cuando sea exigible al consumidor la parte de energía eléctrica de cada periodo de facturación. En los restantes casos – destinado directamente a otras fábricas, depósitos fiscales, o a una entrega directa, o a un destinatario registrado o a la exportación – los sujetos pasivos podrán considerar que el conjunto de la energía eléctrica suministrada durante periodos de hasta sesenta días consecutivos ha salido de fábrica o depósito fiscal el primer día del primer mes natural siguiente a la conclusión del referido periodo.

1.5. Exenciones

Dentro de las exenciones se prevén de manera especial ífca dos supuestos de autoconsumo. Por un lado, respecto de los productos acogidos al régimen especial, la producción que se destine al consumo propio. Por otro lado, del consumo propio efectuado en las instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica.

También está exenta la importación o adquisición intracomunitaria de energía eléctrica que sea objeto de autoconsumo en las instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica. Este supuesto, a pesar de denominarse autoconsumo por la ley, no es tal pues no se ha producido por el mismo fabricante, ya que proviene de importación o adquisición intracomunitaria de otro fabricante o productor⁶.

1.6. Sujetos pasivos

En el Impuesto sobre la Electricidad se amplían el número de sujetos pasivos pues, además de los señalados genéricamente en el art. 8 como contribuyentes, se incluye a un sustituto. Considera sustituto del contribuyente a quienes realicen los suministros de energía eléctrica a título oneroso. En definitiva se interpone entre el contribuyente -titular de la fábrica o depósito fiscal- y la Administración tributaria a la entidad suministradora en concepto de sustituto del contribuyente.

La ley señala la obligación de los sujetos pasivos –los fabricantes- de repercutir la cuota sobre el adquirente del producto –consumidores o usuarios-. La capacidad gravada es el consumo y, dado que se considera contribuyente al productor, ha de existir la posibilidad de que el pago definitivo recaiga sobre quien manifestó la capacidad económica. En tal sentido se señalan dos reglas específicas de repercusión: a) si la contraprestación por un suministro de energía eléctrica debe satisfacerse a más de un sujeto pasivo, cada uno de éstos repercutirá la porción de cuota imputable a la parte de la contraprestación que le corresponda percibir, y b) si se trata de entregas de energía eléc-

⁶ Autoconsumo es la calificación jurídica que recibe la prestación de un bien o servicio que realiza un empresario o profesional a sí mismo. Se da, por tanto, una identidad subjetiva, es la misma persona la que presta el servicio y la que lo recibe, pero no se efectúa en la misma calidad. Dicha identidad aparece conexas a la alteridad de patrimonios que intervienen y de regímenes tributarios aplicables a los mismos. (Así nos pronunciábamos en SANCHEZ HUETE, Miguel Ángel: *El levantamiento del velo (La responsabilidad de la sociedad pantalla y refugio)*. Marcial Pons. Madrid-Barcelona-Buenos Aires. 2008, pág. 97).

trica efectuadas con la intermediación del Operador del Mercado, la repercusión sobre los adquirentes será efectuada por medio del citado Operador del Mercado.

1.7. Base imponible y tipo impositivo

La base imponible es el resultado de multiplicar por el coeficiente 1,05113 el importe total que, con ocasión del devengo del impuesto, se habría determinado como base imponible del Impuesto sobre el Valor Añadido, excluidas las cuotas del propio Impuesto sobre la Electricidad para un suministro de energía eléctrica a título oneroso entre personas no vinculadas.

Se establece un tipo proporcional general del 4,864 por cien. También existen tipos específicos que diferencian usos señalándose, además, que las cuotas resultantes de la aplicación del tipo general no podrán ser inferiores a las cuantías siguientes:

- a) 0,5 euros por megavatio-hora (MWh), cuando la electricidad suministrada se destine a usos industriales.
- b) 1 euro por megavatio-hora (MWh), cuando la electricidad suministrada se destine a otros usos.

2. Medidas Fiscales Para La Sostenibilidad Energética

La Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, crea tres nuevos impuestos: el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, el impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrónica, y el impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas. En el mismo sentido, y bajo la denominación de canon, crea un nuevo tributo por la utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica. También se grava, al suprimir diversas exenciones, los productos energéticos utilizados en la producción de energía eléctrica y en la cogeneración de electricidad y calor útil.

La recaudación que se obtenga con estas nuevas figuras tributarias aparece afectada pues se destinará a financiar determinados costes del sistema eléctrico establecidos en la Ley 54/1997, de 27 de

noviembre, del Sector Eléctrico vinculados al fomento de las energías renovables y de ahorro y eficiencia energética. Así lo señala en la Disposición Adicional segunda al asignar los ingresos a financiar los costes de las actividades y funciones del sistema que prevé el art. 16 de dicha ley⁷. No obstante se trata de una afectación peculiar pues no resulta plena – del ingreso obtenido- sino estimada – ingreso previsible-. Afirma la ley que se destina “un importe equivalente” a la estimación de la recaudación anual de los tributos obtenidos por la Ley 15/2012, y el ingreso, también estimado, de los derechos de emisión de gases con efecto invernadero con el máximo de 500 millones de euros. Remarcamos la singularidad de la afectación por cuanto no es la totalidad del importe obtenido en la recaudación de los tributos lo afectado; sino, por una parte, se trata de un importe equivalente, y por otra, se basa en la estimación de una hipotética cuantía a recaudar.

La ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética contiene también una mención específica de carácter interno y propia de un Estado complejo como es el español. La Disposición Adicional primera establece que si los tributos que establece la ley recaen sobre hechos imposables gravados por las Comunidades Autónomas (en adelante CCAA) y esto produzca una disminución de sus ingresos, será aplicable lo dispuesto en el art. 6.2 de la Ley Orgánica 8/1989, de 13 de abril de Financiación de las Comunidades Autónomas (en adelante LOFCA); o sea, la aplicación de medidas de compensación adecuadas a favor de las mismas. Con ello se evidencia, por una parte, la primacía normativa tributaria del Estado respecto de las CCAA. Y, por otra parte, la exigencia de la compensación “adecuada” ha de ser entendida como el pago puntual de unos ingresos equivalentes a los dejados de obtener. La compensación será exigible, de acuerdo con lo señalado en el apartado 2 de la Disposición Adicional primera de la Ley 15/2012, cuando los correspondientes tributos propios autonómicos se hubiesen aprobado por las pertinentes Leyes regionales con anterioridad al 28 de septiembre de 2012 (fecha de la publicación en el Boletín Oficial

⁷ La Disposición adicional segunda de la Ley 15/2012 señala que: “En las Leyes de Presupuestos Generales del Estado de cada año se destinará a financiar los costes del sistema eléctrico previstos en el artículo 16 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, un importe equivalente a la suma de los siguientes: a) La estimación de la recaudación anual correspondiente al Estado derivada de los tributos y cánones incluidos en la presente Ley. b) El ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, con un máximo de 500 millones de euros”. Ver también las previsiones de la Disposición Adicional cuarta y quinta Ley 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013.

de las Cortes Generales del Proyecto de Ley).

Los valores que inspiran la reforma fiscal, a decir de su Exposición de Motivos, son dos: el uso más eficiente y respetuoso con el medio ambiente y la sostenibilidad. Las medidas fiscales enunciadas aparecen vinculadas a la protección del medio ambiente reconocido en el art. 45 de nuestra Constitución (en adelante CE) como principio rector de la política social y económica. Dicho precepto contiene un mandato dirigido a los poderes públicos para preservar y conservar el medio ambiente, y para sancionar penal o administrativamente las conductas que atenten contra él. Estableciéndose, también, la obligación de reparar el daño causado. Vinculado a esta última idea –reparar el daño causado- se alude en la Exposición de Motivos de la ley, al otro fundamento de la reforma: la internalización de costos de producción y almacenamiento, pues “[...] uno de los ejes de esta reforma tributaria será la internalización de los costes medioambientales derivados de la producción de la energía eléctrica y del almacenamiento del combustible nuclear gastado o de los residuos radiactivos”.

En términos generales la extrafiscalidad de las medidas tributarias establecidas resulta clara, en tanto que vincula la tributación a una mayor o menor contaminación y al hecho de que su recaudación resulte afectada. Ahora bien, cabe dudar que la internalización de los costos de producción contaminantes pueda integrar una consideración extrafiscal⁸. La finalidad que se persigue con dicha internalización no es prevenir, preservar o conservar el medioambiente, es repetir y compensar el daño ocasionado. Compensación económica que posee una indudable dimensión jurídica, como pone de relieve su reconocimiento como principio 16 en la Declaración de Río sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo de 3 al 14 de junio de 1992⁹.

A este respecto se ha de tener presente que la extrafiscalidad se vincula directamente con la plasmación de los principios rectores de

⁸ Diverso de lo que LUCHENA MOZO y PATÓN GARCÍA denominan fiscalidad del riesgo potencial que persigue anticiparse al daño medioambiental (LUCHENA MOZO, Gracia María y PATÓN GARCÍA, Gemma: “Las líneas actuales de gravamen en la tributación medioambiental”. *Quincena Fiscal*. n.º. 18/2005, consultado servicio westlaw en fecha de 10 de septiembre de 2013).

⁹ El cual afirma que “Las autoridades nacionales deberían procurar fomentar la internalización de los costos ambientales y el uso de instrumentos económicos, teniendo en cuenta el criterio de que el que contamina debe, en principio, cargar con los costos de la contaminación, teniendo debidamente en cuenta el interés público y sin distorsionar el comercio ni las inversiones internacionales”. <<http://www.un.org/spanish/esa/sustdev/agenda21/riodeclaration.htm>>, consultado el 2 de septiembre de 2013.

la política económica y social del Capítulo III del Título I e, indirectamente, con los fines económicos y sociales plasmados constitucionalmente¹⁰. Resulta así que con la tributación extrafiscal se busca atender a la realización de los principios y fines de carácter general contenidos en la CE. La justificación derivada de la internalización de costos busca una compensación económica, se persigue dar cumplimiento al principio *neminem laedere* propio de la responsabilidad extracontractual, si bien actualmente constituye una obligación legal establecida por la Ley 26/2007, de 23 de octubre, de Responsabilidad Medioambiental donde se establece un complejo sistema de medidas de prevención, reparación y sanción. Los principios rectores de la política social y económica que justifican las medidas extrafiscales —en términos del art. 2 de la Ley 58/2003 de 17 de diciembre General Tributaria (en adelante LGT)— son diversos a los consabidos y propios de la indemnidad de los daños causados, se trata de criterios que fundamentan un hacer de los poderes públicos y no derivan de haber contraído una obligación previa a la cual se debe responder.

A la hora de justificar el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica también se utilizan argumentos en donde favorecer el equilibrio presupuestario resulta relevante. Se trata de consideraciones extrafiscales de reciente cuño por cuanto nacen principalmente de la reforma introducida en el artículo 135 de la CE de 27 de septiembre de 2011¹¹. El criterio de ajuste presupuestario es una medida que se relaciona también con uno de los problemas acuciantes del sector eléctrico español: la eliminación del denominado déficit tarifario eléctrico. Dicho déficit resulta de la diferencia que existe entre la tarifa fijada por la Administración, y que abona el consumidor, y los costes reales asociados a dicha tarifa, que resultan superiores. Las tarifas fijadas dependen de decisiones administrativas en donde se ubican diversas estimaciones (la retribución del transporte, la distribución, las

¹⁰ En tal orientación STC núm. 37/1987 (Pleno), de 26 marzo “Es cierto que la función extrafiscal del sistema tributario estatal no aparece explícitamente reconocida en la Constitución, pero dicha función puede derivarse directamente de aquellos preceptos constitucionales en los que se establecen principios rectores de política social y económica (señaladamente, arts. 40.1 y 130.1), dado que tanto el sistema tributario en su conjunto como cada figura tributaria concreta forman parte de los instrumentos de que dispone el Estado para la consecución de los fines económicos y sociales constitucionalmente ordenados”.

¹¹ La reforma constitucional pretendía, según su Exposición de motivos, el garantizar el principio de estabilidad presupuestaria, vinculando a todas las Administraciones Públicas en su consecución, el reforzar el compromiso de España con la Unión Europea y, al mismo tiempo, garantizar la sostenibilidad económica y social de nuestro país.

primas a las renovables, la retribución de los sistemas extrapeninsulares, el sobrecoste del decreto del carbón, el pago del déficit tarifario vencido y su devolución, entre otros) y éstas resultan insuficientes para cubrir los costos de suministro¹².

Como puede apreciarse los tributos y medidas adoptadas obedecen a diversos criterios, de un lado, la protección al medio ambiente, de otro, la internalización económica que supone asumir los costes y daños que no son asumidos por el precio fijado en el mercado y, de otra, se busca la sostenibilidad. Es una sostenibilidad en sentido amplio, no tan sólo medioambiental, sino con una importante dimensión económica. En definitiva dichas medidas, a tenor de sus justificaciones, suponen no tan sólo un uso extrafiscal del tributo sino su utilización como mecanismo de atribución económica de perjuicios o costos no asumidos por el mercado.

2.1. Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica

Dicho impuesto grava la capacidad económica derivada del consumo de energía y se utiliza con una función extrafiscal anómala al pretender internalizar costos medioambientales y compensar las inversión efectuadas por las Administraciones públicas¹³.

¹² Se trata de una cuestión candente sobre la que han recaído diversos pronunciamientos jurisprudenciales de interés, por todos la Sentencia del Tribunal Supremo de 7 de febrero de 2012 (RJ 2012/3348), y se dictan numerosas disposiciones. De estas últimas cabe destacar: el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 abril, (RCL 2009, 949) por el que se adoptaron determinadas medidas en el sector energético y se aprobó el bono social, que estableció una ruta para la progresiva suficiencia de los peajes de acceso para satisfacer la totalidad de los costes de las actividades reguladas, bajo la perspectiva de que a partir de 2013 no hubiese nuevo déficit tarifario, el Real Decreto-ley 14/2010, de 23 diciembre, (RCL 2010, 3241) por el que se establecieron medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico, el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, (RCL 2012, 435) por el que se transponen Directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, el Real Decreto-Ley 20/2012, de 13 de julio, (RCL 2012, 976) que recoge nuevas medidas urgentes con el objetivo de minorar los costes de algunas de las actividades y costes regulados del sistema eléctrico con el fin de alcanzar la suficiencia tarifaria en 2013.

¹³ A decir de su Exposición de Motivos grava “la capacidad económica de los productores de energía eléctrica cuyas instalaciones originan importantes inversiones en las redes de transporte y distribución de energía eléctrica para poder evacuar la energía que vierten a las mismas, y comportan, por sí o como resultas de la propia existencia y desarrollo de las tales redes, indudables efectos medioambientales, así como la generación de muy relevantes costes necesarios para el mantenimiento de la garantía de suministro”.

2.1.1. Naturaleza

La naturaleza del impuesto es, según el art. 1, la de “un tributo de carácter directo y naturaleza real que grava la realización de actividades de producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica, medida en barras de central, a través de cada una de las instalaciones indicadas en el artículo 4 de esta Ley”.

2.1.2. Hecho imponible

Constituye el hecho imponible la producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica medida en barras de central¹⁴, incluidos el sistema eléctrico peninsular y los territorios insulares y extrapeninsulares, en cualquiera de las instalaciones de régimen ordinario y de régimen especial¹⁵.

2.1.3. Base imponible y tipo de gravamen

Es el importe total que corresponda percibir al contribuyente por la producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica. La misma se determinará para cada instalación en la que se realicen las actividades señaladas. En el cálculo del importe total se considerarán las retribuciones previstas en todos los regímenes económicos que se deriven de lo establecido en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en el período impositivo correspondiente, así como las previstas en el régimen económico específico para el caso de actividades de producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica en los territorios insulares y extrapeninsulares.

El Impuesto se exigirá al tipo del 7 por ciento.

2.1.4. Período impositivo y devengo

El período impositivo coincidirá con el año natural, salvo en el supuesto de cese del contribuyente en el ejercicio de la actividad en la

¹⁴ A efectos de esta ley la producción en barras de central se corresponderá con la energía medida en bornes de alternador minorada en los consumos auxiliares en generación y en las pérdidas hasta el punto de conexión a la red.

¹⁵ Regímenes regulados en el Título IV de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

instalación, en cuyo caso finalizará el día en que se entienda producido dicho cese. El impuesto se devengará el último día del período impositivo.

2.1.5. Autoliquidación

Los contribuyentes están obligados a autoliquidar el impuesto e ingresar la cuota dentro del mes de noviembre posterior al de devengo del impuesto¹⁶. O sea, transcurren 11 meses entre el devengo y la exigencia de la autoliquidación e ingreso del impuesto, de ahí la necesidad de arbitrar un sistema de pagos fraccionados que se establece en su art. 10.

2.2. Impuesto sobre la producción de combustible nuclear y residuos radioactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrónica

Se introducen dos nuevos impuestos que gravan, como su nombre indica, la producción de combustible nuclear gastado y residuos radioactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrónica, y el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radioactivos en instalaciones centralizadas. El primero de ellos posee una relación directa con la generación de energía eléctrica mientras que en el segundo la relación es más mediata, en la medida que grava el almacenamiento de tales materiales en una instalación centralizada. Es por ello que analizaremos –salvo lo señalado la hablar de su naturaleza– del primero de ellos.

2.2.1. Naturaleza

Son impuestos directos y reales cuyo fundamento común es compensar a la sociedad por las cargas que debe soportar como consecuencia de la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos, así como sobre su almacenamiento en instalaciones centralizadas. Se alude en la Exposición de Motivos a costes tales como

¹⁶ La autoliquidación se efectuará de acuerdo con las normas y modelos que establezca el Ministro de Hacienda. La Orden HAP/269/2013, de 29 de abril (RCL 2013, 653), aprueba el modelo 583 «Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica. Autoliquidación y Pagos Fraccionados».

los de desmantelamiento de las centrales nucleares; los de la gestión definitiva de los residuos radiactivos; los de las medidas que hay que adoptar para evitar que cualquier agente externo pueda provocar la dispersión de residuos radiactivos en el medio ambiente u otro tipo de efecto no deseado; los aparejados por los estrictos controles que es necesario establecer para evitar que los materiales empleados en la industria nucleoelectrónica se utilicen con fines no pacíficos; y los precisos para mantener operativos los planes de emergencia nuclear existentes en cada una de las provincias en las que existen instalaciones nucleares.

2.2.2. Hecho imponible

El hecho imponible es la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrónica.

2.2.3. Sujetos pasivos y responsables

Este tributo debe satisfacerse por las personas físicas o jurídicas y las entidades sin personalidad a que se refiere el art. 35. 4 LGT, que realicen la actividad constitutiva de su hecho imponible. Se introduce un supuesto específico de responsabilidad solidaria respecto de los propietarios de instalaciones nucleares que generen el hecho imponible cuando no sean coincidentes con quienes las exploten.

2.2.4. Base imponible

Constituye la base imponible -que se determinará para cada instalación en la que se realicen las actividades- la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrónica. Diferenciándose si se trata de kilogramos o de metros cúbicos. Si son kilogramos se alude al metal pesado contenido en el combustible nuclear producido durante el período impositivo y, si se trata de metros cúbicos, se refiere a residuos radiactivos de media, baja y muy baja actividad producidos.

2.2.5. Tipo impositivo y cuota

La cuota tributaria se obtendrá aplicando a la base imponible el tipo impositivo correspondiente a cada una de las magnitudes establecidas a estos efectos. Se calcula las mencionadas cuotas de la forma siguiente:

- Kilogramos de metal pesado (uranio y plutonio) contenidos en el combustible nuclear producido durante el período impositivo, entendiéndose por tal el combustible nuclear irradiado en el reactor que durante el período impositivo haya sido extraído definitivamente de éste, por 2.190 euros por kilogramo de metal pesado.
- Metros cúbicos de residuos radiactivos de media y baja actividad producidos, que han sido acondicionados durante el período impositivo para su almacenamiento con carácter temporal en el propio emplazamiento de la instalación, por 6.000 euros por metro cúbico.
- Y metros cúbicos de residuos radiactivos de muy baja actividad producidos, que han sido acondicionados durante el período impositivo para su almacenamiento con carácter temporal en el propio emplazamiento de la instalación, por 1.000 euros por metro cúbico.

2.3. Canon por la utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica

La Ley 15/2012 introduce en la Ley de Aguas (Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio) una tasa a la que denomina canon por la utilización de aguas continentales para la producción de energía eléctrica.

2.3.1. Naturaleza

La ley califica como tasa a una figura que designa canon, pero ¿qué es el canon?. El canon es una designación extrasistemática, pues no aparece reconocida como figura tributaria en el art. 2 de la LGT que únicamente menciona a tasas, contribuciones especiales e im-

puestos. Es una denominación tradicional asociada al gravamen del agua¹⁷ que ha de ubicarse en alguna de las figuras tributarias reconocidas para poder dotarla, no tan solo de *nomen iuris* identificable sino de sentido y régimen aplicable. En tal sentido y, concordantemente a la calificación del legislador, uno de los hechos imponibles que habilitan para la existencia de las tasas es la utilización privativa o el aprovechamiento especial del dominio público. Y precisamente el agua es un bien de dominio público –concretamente, las aguas continentales, tanto las superficiales como las subterráneas renovables con independencia del tiempo de renovación–, por lo que su uso o aprovechamiento especial para la producción de energía eléctrica resulta encuadrable en la figura de tasa.

La tasa por la utilización de agua es un tributo parafiscal, en medida que su exacción no se rige por las reglas generales de recaudación y gestión de los tributos fiscales, y su destino aparece parcialmente afectado¹⁸. El canon comentado aparece gestionado y recaudado prioritariamente por un órgano ad hoc, el Organismo de cuenca competente, diverso de la Administración tributaria. Ahora bien, existe la posibilidad de encargar tales tareas a la Administración tributaria si existe un convenio para ello. La recaudación del tributo se atribuye en un 2% al Organismo de la cuenca y el 98% restante al Tesoro público para financiar a gastos generales. Este dos por ciento constituye una afectación parcial de la recaudación a un fin específico: la financiación del Organismo de la cuenca.

2.3.2. Hecho imponible y devengo

El hecho imponible es la utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica. Estarán exentos del pago de esta tasa los aprovechamientos hidroeléctricos explotados directa-

¹⁷ CAÑAL GARCIA, Francisco: “La potestad tarifaria de las entidades locales en el suministro del agua” en ALONSO GONZALEZ, Luís Manuel y TAVEIRA TORRES, Heleno (coordinadores): *Tributos, aguas e infraestructuras*. Atelier. Barcelona. 2012, pág. 101-102. Sobre la tributación del agua ver ALONSO GONZALEZ, Luís Manuel: “Los tributos estatales sobre el agua. Los tributos de la ley de aguas” en ALONSO GONZALEZ, Luís Manuel y TAVEIRA TORRES, Heleno (coordinadores): *Tributos, aguas e infraestructuras*. Atelier. Barcelona. 2012, pág. 17 y ss.

¹⁸ Tributo parafiscal es aquel que no responde al régimen jurídico normal y típico de los tributos en cuanto al itinerario que marca su creación, vida y destino. Afirma FERREIRO que “existe una parafiscalidad compuesta por tributos (esencialmente por tasas) que no siguen el régimen típico y normal de los tributos estatales” (FERREIRO LAPATZA, José Juan: *Curso de Derecho Financiero Español*. Volumen II. 24ª edición. Marcial Pons. Madrid. 2004).

mente por la Administración competente para la gestión del dominio público hidráulico.

El devengo de la tasa tendrá lugar en el momento de la obtención de la concesión y con ocasión del mantenimiento anual de ésta. Existirá así una obligación puntual o unitaria en el momento de la concesión, y diversas obligaciones periódicas atendiendo a su mantenimiento anual. En tal sentido será exigible, según la cuantía que corresponda y en los plazos que se señale, en las condiciones de la concesión o autorización.

2.3.3. Sujetos pasivos

El pago del nuevo canon recae sobre los concesionarios de las respectivas concesiones hidroeléctricas o en los sujetos que se subroguen en el lugar de aquéllos. Se prevé también la exigencia del canon a los titulares concesionarios que a la fecha de entrada en vigor de la Ley ya sean titulares de una concesión hidroeléctrica.

2.3.4. Base imponible y tipo impositivo

Tiene como base imponible el valor económico de la energía hidroeléctrica producida y medida en barras de central en cada periodo impositivo anual que determinará el Organismo de Cuenca. A dicho valor se aplicará un tipo del 22%.

Se ha previsto una reducción del importe del canon en un 90% para las instalaciones de potencia igual o inferior a 50MW, así como para aquellas que utilicen tecnología hidráulica de bombeo con una potencia superior a 50MW. Asimismo, se deja la puerta abierta para aplicar dicha reducción a aquellas instalaciones que se deban incentivar por motivos de política energética general.

Establecidos los parámetros en los que se mueve la fiscalidad que el Estado ha establecido sobre la energía eléctrica es necesario pasar, como ya se advirtió, a la fiscalidad derivada del carácter descentralizado del Estado español y de la distribución del poder tributario que regula su ordenamiento.

III. EL CARÁCTER CONCERTADO Y CONVENIDO DEL IMPUESTO SOBRE LA ELECTRICIDAD

La imposición estatal sobre la energía eléctrica tiene, en cuanto a su vigencia, un matiz de carácter territorial si se atiende a la singularidad del poder tributario que se reconoce a las Comunidades Autónomas (en adelante CCAA) del País Vasco y Navarra. En ambos territorios no es de aplicación directa el Impuesto estatal sino que habrá de aplicarse el establecido por las citadas entidades. En otros términos, la complejidad del sistema tributario autonómico implica que se han de reconocer, por un lado, la capacidad de las CCAA de establecer sus propios impuestos (realidad a la que se atenderá más tarde) y, por otro lado, la capacidad de las dos Comunidades mencionadas en adaptar el sistema tributario estatal a su territorio de acuerdo con el sistema de concierto o convenio que las caracteriza. La consecuencia directa de la existencia de dicho régimen especial incide en cómo estas Comunidades pueden gravar el sector energético.

En relación con el poder tributario autonómico se ha de diferenciar entre los territorios de régimen especial y que se identifican con el País Vasco y Navarra y los territorios de régimen general que se identifican con el resto de CCAA¹⁹. La singularización de aquellas dos Comunidades es por la vía de la amplia capacidad de regular tributos que se reconoce, por una parte, a las Diputaciones forales vascas y, por otra parte, la Comunidad Autónoma Navarra en tanto que son titulares del sistema tributario que se aplica en respectivos territorios, no siendo aplicable el del Estado que encuentra un límite. No obstante, si bien establecen sus propios tributos, están sometidos a un principio de armonización con los estatales lo que da como resultado que en esas comunidades se repiten los tributos establecidos por el Estado, si bien la titularidad de la figura corresponde a las instituciones autonómicas en cuanto a su regulación, gestión y recaudación.

¹⁹ El fundamento básico de la diferenciación en cuanto al poder tributario de las CCAA es la Disposición adicional primera de la Constitución español (en adelante CE) cuando establece que “La Constitución ampara y respeta los derechos históricos de los territorios forales”. Esta disposición se desarrolla para el ámbito financiero en las Disposiciones adicionales primera y segunda de la LOFCA. La primera establece que “El sistema foral tradicional de concierto económico se aplicará a la Comunidad Autónoma del País Vasco de acuerdo con lo establecido en el correspondiente Estatuto de Autonomía”, la segunda establece que “En virtud de su régimen foral, la actividad financiera y tributaria de Navarra se regulará por el sistema tradicional del Convenio Económico. En el mismo se determinarán las aportaciones de Navarra a las cargas generales del Estado, así como los criterios de armonización de su régimen tributario con el régimen general del Estado”.

El marco de armonización se deriva, por lo que al País Vasco se refiere, de la Ley 12/2002, de 23 de mayo por la que se aprueba el Concierto Económico con la Comunidad Autónoma del País Vasco. El Impuesto sobre la Electricidad estatal se convierte en la jurisdicción de esa Comunidad en un tributo de carácter concertado que es regulado en el art. 33 de la citada norma junto a los otros tributos especiales. De dicho precepto se desprende que los Impuestos especiales –entre los que se halla el mencionado- tienen el carácter de tributos concertados que se han de regir, siendo el aspecto importante, por las mismas normas sustantivas y formales que se establezcan por el Estado. En consecuencia, se identifica como titular del tributo a la Diputación foral vasca la cual, a través de la disposición que se presenta aplicará el derecho promulgado por el Estado en relación con el Impuesto de la Electricidad lo que evita posibles diferenciaciones entre territorios. No obstante, las Diputaciones forales vascas pueden aprobar los modelos de declaración e ingreso que han de contener, como mínimo, los mismos datos que en territorio común, también pueden señalar los plazos de ingreso para cada período de liquidación que no han de diferir sustancialmente de los del Estado. Según el art. 33.2, el tributo será exigido por las Diputaciones forales cuando el devengo se produzca en el País Vasco.

Por lo que hace a la regulación del Impuesto sobre la Electricidad como tributo convenido, el art. 35 de la Ley 28/1990, de 26 de diciembre por la que se aprueba el Convenio entre el Estado y la Comunidad Foral de Navarra dispone que corresponderá a la Comunidad Foral su exacción o recaudación siempre que el devengo del tributo se produzca en el territorio navarro (lo que no deja de ser una repetición de la regulación anterior). En la recaudación se habrán de aplicar los mismos principios básicos, normas sustantivas y formales vigentes en cada momento en territorio del Estado. La Administración de la Comunidad foral puede aprobar los modelos de declaración e ingreso que han de contener los mismos datos que los del territorio común, señalando plazos de ingreso para cada periodo de liquidación que tampoco han de diferir de los establecidos por la Administración estatal.

La regulación que se describe pone en evidencia una cuestión. La fiscalidad sobre la energía eléctrica que se identifica con el Impuesto sobre la Electricidad como tributo concertado en el País Vasco o convenio en Navarra no implica una diferencia dependiendo del territorio

derivada del régimen especial que puedan tener las Comunidades. El Impuesto estatal sobre la electricidad se observa como uniforme en todo el territorio español a pesar del régimen tributario especial. Ahora bien, todavía ha de tenerse en cuenta la capacidad que tienen las CCAA para establecer tributos o impuestos propios lo que sí da lugar algunas diferencias entre territorios producto de su autonomía financiera.

IV. LA IMPOSICIÓN PROPIA AUTONÓMICA SOBRE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

1. Aproximación al poder tributario autonómico

Una vez se ha descrito y analizado el régimen jurídico de la imposición sobre la energía eléctrica que se establece en virtud del ejercicio del poder tributario del Estado y el carácter de concertado y convenido del tributo es necesario atender a las figuras que en España han establecido las CCAA. En general, acercarse al sistema tributario español supone concluir que el poder tributario se halla distribuido entre tres entes de carácter territorial: el Estado, las CCAA y los entes locales. Esto incide en los diferentes sectores productivos entre los que se incluye el energético. La fiscalidad que puede recaer sobre el sector es la suma de los gravámenes que la conforman que, en el caso español, son esencialmente, los impuestos estatales ya descritos y los autonómicos que se han de describir a continuación.

El art. 31.1 de la CE prevé que la contribución a los gastos públicos se realice a través de un sistema tributario basado en una serie de principios que conforman el principio de Justicia²⁰. El sistema tributario que se prevé, como ya se ha indicado, no se forma solo con las figuras que establezca el Estado en virtud del ejercicio del poder tributario reconocido en el art. 133.1 del texto constitucional²¹. También habrán de incluirse las figuras tributarias que puedan llegar a establecer las CCAA de acuerdo con lo previsto en el art. 133.2 de la CE²².

²⁰ El art. 31.1 de la CE es el elemento basilar sobre el que se construye el complejo sistema tributario español cuyo tenor es: “1. Todos contribuirán al sostenimiento de los gastos públicos de acuerdo con su capacidad económica, mediante un sistema tributario justo inspirado en los principios de igualdad y progresividad que, en ningún caso, tendrá alcance confiscatorio”.

²¹ El art. 133.1 de la CE establece que “La potestad originaria para establecer los tributos corresponde exclusivamente al Estado, mediante Ley”.

²² El apartado 2 del art. 133 de la CE establece que: “Las Comunidades Au-

No es este el lugar para la descripción exhaustiva del alcance del poder tributario autonómico. Sea suficiente dibujarlo de manera que se ayude a comprender los fundamentos de las figuras tributarias autonómicas que han de relacionarse posteriormente.

El poder tributario autonómico, tal y como se deriva del art. 157.1.b) de la CE permite establecer a favor de las Haciendas autonómicas impuestos propios, tasas y contribuciones especiales. Ahora son de interés los primeros que se han de regular dentro de unos determinados límites de los cuales dos son principales²³. Por un lado un límite derivado de un principio de territorialidad -propio de Estados descentralizados- (arts. 139.2 y 157.2 de la CE). Con él se procura que los efectos fiscales del impuesto autonómico no afecten ni a manifestaciones de capacidad económica ubicadas fuera del territorio autonómico ni que supongan figuras que puedan obstaculizar un principio de libre circulación de personas y bienes²⁴. Por otro lado, se han de considerar los apartados 1 y 2 del art. 6 de la LOFCA pues, mientras el primero, reitera la previsión de la CE de que las CCAA pueden establecer y exigir sus propios tributos de acuerdo con la CE y las leyes, el segundo establece que los impuestos autonómicos no pueden regularse sobre hechos imposables que ya haya gravado el Estado. Este principio es una derivada de la idea de orden que supone el que en el art. 31.1 de la CE se hable de ‘sistema tributario’. El legislador pretende que el conjunto de figuras que conforman la fiscalidad en España no sea amorfo, sino que aspire a un cierto orden evitando la dispersión del sistema que pueda perjudicar el desarrollo económico y equilibrado del territorio.

tónomas y las Corporaciones locales podrán establecer y exigir tributos, de acuerdo con la Constitución y las leyes”.

²³ No solo con el principio de territorialidad se establece un marco que delimita el espacio de actuación del poder tributario autonómico. Han de ser tenidos en cuenta también los principios que informan el deber de contribuir del art. 31.1 de la CE ya citado, así como los que recoge el art. 156.1 de la CE identificados con un principio de coordinación con la Hacienda estatal y de solidaridad entre todos los españoles.

²⁴ El art. 157.2 de la CE prevé que: “Las Comunidades Autónomas no podrán en ningún caso adoptar medidas tributarias sobre bienes situados fuera de su territorio o que supongan obstáculo para la libre circulación de mercancía y servicios”. Por su parte, el art. 139.2 de la CE dice que: “Ninguna autoridad podrá adoptar medidas que directa o indirectamente obstaculicen la libertad de circulación y establecimiento de las personas y la libre circulación de bienes en todo el territorio español”. El contenido o alcance del principio de territorialidad se ha visto matizado por la jurisprudencia del Tribunal Constitucional. Su sentencia 150/1990 de 4 de octubre sirve para dar contenido al concepto ‘bienes’ que recoge el art. 157.2 de la CE entendiéndolo de forma estricta y no de manera que abarque cualquier tipo de riqueza lo que dificultaría el desarrollo del poder tributario autonómico.

Así pues, sintetizando lo dicho hasta el momento, las CCAA pueden establecer sus propios impuestos que se incorporarán al sistema tributario general. Ahora bien, no se fundamentan en un poder sin límites sino que su regulación ha de ceñirse al contenido y significado de diferentes principios establecidos en el ordenamiento. De ellos se destacan ahora dos: el principio de territorialidad que abarca un principio de libre circulación y el principio de prohibición de doble imposición interna.

La experiencia muestra que los límites que se han mencionado han conducido al poder tributario autonómico a establecer de forma tímida figuras impositivas propias. La circunstancia de que las CCAA han de ordenar figuras que no sean incompatibles con las estatales o, siguiendo el art. 6.3 de la LOFCA, con las locales ha dado lugar a figuras de escaso volumen recaudador y, en la mayoría de los casos, justificadas en razones de carácter extrafiscal²⁵.

A poco que se examine el conjunto de tributos establecidos por las CCAA se advierte que predominan los que pretenden una protección del medio ambiente entre los que se hallan figuras que pueden relacionarse con la energía eléctrica en tanto que inciden sobre su producción, su almacenamiento o su distribución. Las CCAA han ido establecido en mayor medida figuras que tienen como objetivo realizar principios propios de la fiscalidad verde como puede ser el de *“quien contamina, paga”*. En este sentido, las actividades del sector energético son gravadas por esas figuras en la medida que puedan incidir en el medio ambiente.

La tendencia de las CCAA a establecer tributos de carácter extrafiscal abre una cuestión que no ha de ser perdida de vista. Si el poder tributario se centrare única y exclusivamente en la obtención de recursos respetando de forma estricta el carácter fiscal o recaudador de los

²⁵ En la actualidad pueden clasificarse las figuras autonómicas en función del objeto sobre el que recaen. En este sentido pueden diferenciarse impuestos que gravan el agua, impuestos sobre residuos, impuestos sobre la contaminación atmosférica, impuestos sobre vertidos, impuestos sobre actividades que inciden en el medio ambiente, impuestos sobre grandes superficies comerciales, impuestos sobre energías renovables, impuestos sobre la explotación del suelo y otros usos, impuestos sobre el juego o impuestos sobre la actividad bancaria. Con ellas no se persigue tanto gravar la capacidad económica de los contribuyentes como incidir con el instrumento tributario en el comportamiento de los ciudadanos. Se ha de recordar que, siguiendo el art. 2.1 de la Ley 58/2003, de 17 de diciembre, General Tributaria los tributos son medios para obtener recursos con los que se sostiene el gasto público pero también son instrumento para realizar otros fines contenidos en la CE como puede ser la protección del medio ambiente que regula el art. 45 del mismo texto legal.

tributos, sería suficiente con la alusión que se ha hecho anteriormente a los límites al poder tributario autonómico. Sin embargo, la deriva hacia la extrafiscalidad, esto es, hacia figuras impositivas con las que se pretenden conseguir no solo recursos sino también otros fines del ordenamiento, lleva a considerar otros límites en función de las competencias de cada ente. En otros términos, las competencias materiales que el Estado pueda tener en relación con el sector energético son un límite al establecimiento de la imposición autonómica en tanto que no pueden frustrarse o invadirse las capacidades de regulación de aquel mediante el ejercicio del poder impositivo por parte de las CCAA²⁶. En este sentido ha de citarse la Sentencia del Tribunal Constitucional 24/1985 de 21 de febrero que expone que el legislador autonómico no puede tratar de organizar, dirigir, ordenar o incidir directamente en el proceso de producción o transporte de energía, lo que puede ser un claro límite al poder tributario autonómico cuando incide sobre el sector energético.

2. Imposición autonómica sobre la electricidad

Diversas CCAA han establecidos tributos que pueden ser incluidos en este grupo si bien habremos de tratar los de aquellas que tengan incidencia sobre la energía eléctrica. La exposición, dadas las similitudes, habrá de discurrir a través de un esquema que permite explicar el régimen jurídico de las diferentes figuras. Sobre la producción o distribución de la energía eléctrica inciden las siguientes normas:

- La CA de Asturias, mediante Ley 13/2010, de 28 de diciembre, establece un impuesto sobre el desarrollo de determinadas actividades que inciden en el medio ambiente.
- La CA de Canarias, mediante Ley 4/2012, de 25 de junio, establece un impuesto sobre el impacto medioambiental causado por determinadas actividades.
- La CA de Castilla y León, mediante la Ley 1/2012, de 28 de febrero, de Medidas Tributarias, Administrativas y Financieras,

²⁶ El Estado tiene competencia exclusiva sobre las bases y coordinación de la planificación de la actividad económica (art. 149.1.13 de la CE), también es competente sobre la legislación, ordenación y concesión de recursos y aprovechamientos hidráulicos y la autorización de instalaciones eléctricas que afecten a más de una Comunidad (art. 149.1.22 de la CE) y es competente para establecer las bases del sector energético (art. 149.1.25 de la CE). De todas ellas, por su amplitud, destaca la primera pues, según las Sentencias del Tribunal Constitucional 95/1986 de 10 de julio y 188/1989 de 16 de noviembre, cubre las normas estatales que fijan líneas, directrices y criterios de carácter global de sectores económicos concretos como puede ser el energético.

establece un impuesto sobre la afección medioambiental, causada por determinados aprovechamientos del agua embalsada, por los parques eólicos y por las instalaciones de transporte de energía de alta tensión.

- La CA de Castilla-La Mancha, mediante la Ley 16/2005, de 29 de diciembre, establece un impuesto sobre determinadas actividades que inciden en el medio ambiente²⁷.
- La CA de Extremadura, mediante Decreto Legislativo 2/2006, de 12 de diciembre, establece un impuesto sobre instalaciones que inciden en el medio ambiente.
- La CA de La Rioja, mediante la Ley 7/2012, de 21 de diciembre, establece un impuesto sobre el impacto visual producido por los elementos de suministro de energía eléctrica y elementos fijos de redes de comunicaciones telefónicas o telemáticas.
- La CA de Valencia, mediante la Ley 10/2012, de 21 de diciembre, establece un impuesto sobre actividades que inciden sobre el medio ambiente.

2.1. Elemento objetivo del hecho imponible

2.1.1. Aspecto material

Se gravan actividades que pueden tener incidencia en el medio ambiente y que se relacionan con la producción, el almacenamiento o la distribución de electricidad. En el caso de Castilla-La Mancha se gravan actividades como la producción termonuclear de energía (art. 2.1.b) de la Ley 16/2005). Asturias, Extremadura y Valencia gravan la producción, almacenaje, transporte y transformación de energía eléctrica (Asturias, art. 4.3 Ley 13/2010; Extremadura, art. 13 DLeg. 2/2006 y Valencia art. 154 Ley 10/2021). Castilla y León diseña un aspecto material en torno a la afección al medio ambiente producida por el embalse de

²⁷ En la Sentencia del Tribunal Constitucional 196/2012 de 31 de octubre se declaran inconstitucionales los impuestos castellano-manchegos sobre producción termonuclear de energía eléctrica y sobre almacenamiento de residuos radioactivos que regulaba la Ley castellano-manchega 11/2000. En relación con el primero, el tribunal entiende que coincide con el hecho imponible del Impuesto sobre Actividades Económicas pues se limita a gravar la producción de energía eléctrica sin ningún añadido que permita calificar el tributo de extrafiscal. Iguales argumentos se utilizan para el segundo tributo. En consecuencia, ambos tributos son contrarios al orden constitucional en base al artículo 6.3 de la LOFCA. En la actualidad están vigentes los que se exponen pero también han sido objeto de recurso como se deriva de la Providencia del tribunal del 15 de febrero de 2011.

agua para la producción de energía y la producida, en forma de impacto visual, por la instalación de parques eólicos e infraestructuras para el transporte de energía (art. 20 Ley 1/2012) de forma paralela lo hace La Rioja (art. 64 Ley 7/2012) o Canarias (art. 40 Ley 4/2012).

2.1.2. Aspecto temporal

Asturias y Castilla y León establece un tributo periódico cuyo devengo es el primer día del periodo impositivo (art. 4.10 Ley 13/2010 y art. 25.2 Ley 1/2012). Castilla-La Mancha, Canarias y Valencia también han establecido un tributo de carácter periódico cuyo devengo se produce el 31 de diciembre (Castilla-La Mancha, art. 10 Ley 16/2005, Canarias, art. 40.6 de la Ley 4/2012 y Valencia art. 154.11 Ley 10/2012). La misma línea sigue Extremadura, si bien el devengo se produce el 30 de junio (art. 21 DLeg. 2/2006). La Rioja ha establecido un sistema de devengo trimestral (art. 72 Ley 7/2012)

2.1.3. Aspecto espacial

Se gravan las actividades relacionadas con la producción, almacenamiento y distribución de la energía eléctrica que se realicen en los territorios correspondientes y se considere, según la ley, que inciden en el medio ambiente realizadas en el territorio de la CA.

2.1.4. Aspecto cuantitativo

Son tributos variables. Se constituyen mediante una base imponible de carácter específico y un tipo impositivo acorde con esta característica. Por lo que respecta a la base imponible, Castilla-La Mancha ha diseñado una base imponible basada en la producción en Mw/h para el caso de producción de energía eléctrica (art. 5 Ley 16/2005) igual que en el caso de Valencia (art. 150.Tres Ley 10/2012). Castilla y León grava en función de la longitud del tendido eléctrico y también las unidades de aerogeneradores eléctricos (art. 23 Ley 1/2012). Extremadura distingue entre actividades de producción de energía e infraestructuras de transporte. En el primer caso la base imponible es la producción bruta media de Kw/h en los tres últimos ejercicios. En el segundo, es la extensión en Km del cableado y los postes aislados de energía

(arts. 17 y 18 DLeg. 2/2006) sistema este que también utiliza La Rioja (art. 68 Ley 7/2012). La longitud del cableado eléctrico también es el factor utilizado en Canarias (art. 40.Ocho Ley 4/2012). En Asturias el legislador se ha centrado en los elementos instalados que afectan al medio ambiente (art. 4. Siete Ley 13/2010). Los tipos impositivos establecidos están en función de cantidades fijas en función o bien de la medida de longitud utilizada (km) o bien en función de las unidades de producción realizada (Kw/h)

2.2. No sujeción, exención y beneficios fiscales

Las CCAA han establecido diferentes medidas que implican un beneficio fiscal y que se esquematizan en el siguiente cuadro

Asturias	Ley 13/2010 Art. 4.Cuatro No sujeción Art. 4.Cinco Exención	<p>No sujeción</p> <p>Las actividades que se realicen mediante instalaciones y demás elementos patrimoniales que se destinen al auto-consumo, salvo que se altere de modo grave y evidente el medio ambiente.</p> <p>Exención</p> <ul style="list-style-type: none"> • Instalaciones y demás elementos patrimoniales afectos de los que sean titulares el Estado, la CA, las Entidades Locales, así como sus Organismos y entes Públicos. • Instalaciones y demás elementos patrimoniales que se destinen a la circulación de ferrocarriles. • Estaciones transformadoras de energía eléctrica y redes de distribución en baja tensión. • Instalaciones y demás elementos patrimoniales afectos de las redes de comunicaciones telefónicas o telemáticas ubicados en núcleos rurales o aislados con escasa concentración de la demanda, dispersión poblacional o dificultades geográficas.
----------	---	--

Canarias	Ley 4/2012 Art. 40.5. Exenciones	<ul style="list-style-type: none"> Las instalaciones y estructuras de las que sean titulares el Estado, la Comunidad Autónoma o las Corporaciones Locales así como las demás entidades del sector público autonómico en los términos del art. 2 de la Ley 11/2006, de 11 de diciembre, de la Hacienda Pública Canaria. Las instalaciones y demás elementos patrimoniales afectos que se destinen exclusivamente a la circulación de vehículos para el transporte de pasajeros que marchen por raíles instalados en la vía.
Castilla-La Mancha	Ley 16/2005 Art. 2.3 No sujeción Art. 3 Exención Art. 9 Deducción	<p>No sujeción</p> <p>El almacenamiento de residuos radiactivos vinculado exclusivamente a actividades médicas o científicas.</p> <p>Exención</p> <p>La incidencia en el medio ambiente ocasionada por actividades de producción de energía eléctrica incluidas en el régimen especial regulado en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.</p> <p>Deducciones</p> <ul style="list-style-type: none"> 7% de la cuota íntegra en el caso de actividades emisoras de compuestos oxigenados sujetas al método de estimación directa, siempre que el rendimiento de los analizadores automáticos sea igual o superior al 90% (la deducción será del 5% cuando el rendimiento sea inferior al 90% y superior o igual al 80 %). 4% de la cuota íntegra cuando se pase dentro de un mismo periodo impositivo del método de estimación objetiva al de estimación directa, siempre que el rendimiento de los analizadores automáticos sea igual o superior al 90% (la deducción será del 2% cuando el rendimiento sea inferior al 90% y superior o igual al 80 %).
Castilla y León	Ley 1/2012 Art. 12 Exención	<p>Exención</p> <ul style="list-style-type: none"> Las instalaciones y demás elementos patrimoniales afectos de los que sean titulares el Estado, la Comunidad de Castilla y León o las entidades locales de Castilla y León, así como sus organismos y entes públicos. Las instalaciones destinadas a investigación y desarrollo. La consejería competente en materia de energía hará pública la relación de instalaciones que cumplan este requisito.

Extrema- dura	DLeg 2/2006 Art. 14 No sujeción Art. 15 Exen- ción	<p>No sujeción</p> <ul style="list-style-type: none"> • Las actividades que se realicen mediante instalaciones y estructuras que se destinen a la producción y almacenaje de productos para el autoconsumo. • -La producción de energía eléctrica en instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar o la eólica y en centrales que utilicen como combustible principal la biomasa o el biogás, salvo que éstas alteren de modo grave y evidente el medio ambiente. <p>Exenciones</p> <ul style="list-style-type: none"> • Instalaciones y estructuras de las que sean titulares el Estado, la CA, las Corporaciones Locales, así como sus Organismos Autónomos. • Instalaciones y estructuras que se destinen a la circulación de ferrocarriles. • Estaciones transformadoras de energía eléctrica y redes de distribución en baja tensión siempre que no realicen actividades de producción de electricidad.
La Rioja	Ley 7/2012 Art. 65 No sujeción. Art. 66 Exención	<p>No sujeción</p> <ul style="list-style-type: none"> • No estarán sujetos al impuesto los elementos fijos de transporte y suministro de energía eléctrica o de redes de comunicaciones telefónicas o telemáticas que se encuentren soterrados. <p>Exención</p> <p>Estarán exentas del impuesto las actividades que se realicen mediante:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Las instalaciones y estructuras de las que sean titulares el Estado, la Comunidad Autónoma, las corporaciones locales, así como sus organismos públicos. • Las instalaciones y estructuras destinadas a la circulación de ferrocarriles. • Las redes de distribución eléctrica en baja tensión; considerándose como tales las redes con los siguientes límites de tensiones nominales, de acuerdo con el RD 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión: <ul style="list-style-type: none"> a) Corriente alterna: igual o inferior a 1.000 voltios. b) Corriente continua: igual o inferior a 1.500 voltios.

Valencia	Ley 10/2012 Art. 154.3 Exenciones	<p>Exención</p> <p>Está exenta del impuesto la incidencia en el medio ambiente ocasionada por:</p> <p>a) La producción de energía eléctrica en instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar o eólica, o en centrales que utilicen como combustible principal la biomasa o el biogás, salvo que alteren de modo grave y evidente el medio ambiente cuando así se establezca en la correspondiente declaración de impacto ambiental.</p> <p>b) La producción de energía eléctrica incluida en el régimen especial regulado en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, inscritas en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Régimen Especial, salvo que alteren de modo grave y evidente el medio ambiente cuando así se establezca en la correspondiente declaración de impacto ambiental.</p> <p>c) La producción de energía eléctrica para el autoconsumo, salvo que alteren de modo grave y evidente el medio ambiente cuando así se establezca en la correspondiente declaración de impacto ambiental.</p> <p>d) Las actividades gravadas, cuando se realicen por el Estado, la Generalitat y las corporaciones locales, así como por sus organismos autónomos.</p>
----------	---	---

2.3. Elemento subjetivo

El contribuyente es quien realiza las actividades gravadas (Asturias, art. 4. Seis Ley 13/2010; Canarias, art. 40.7 Ley 4/2012; Castilla-La Mancha, art. 4.1 Ley 16/2005; Extremadura, art. 16 DLeg. 2/2006, La Rioja art. 67 Ley 7/2012 y Valencia art. 154.1 Ley 10/2012). Castilla y León especifica que el contribuyente es quien explota las instalaciones que afectan al medio ambiente (art. 22 Ley 1/2012). Se establecen junto a estos sujetos la figura de responsables solidarios (Canarias, art. 40.7 Ley 4/2012 en la figura de los titulares de las instalaciones gravadas como Castilla-La Mancha, art. 4.2 Ley 16/2005, Castilla y León, art. 21. 2 Ley 1/2012 o Valencia, art. 154. Cuatro Ley 10/2012; Asturias, Extremadura y La Rioja prevén como responsables a los sucesores en la realización de actividades, art. 4. Seis Ley 13/2010, art. 16.3 DLeg. 2/2006, art. 67.3 Ley 7/2012, respectivamente).

2.4. Gestión

Asturias regula un sistema de declaración por el contribuyente y liquidación por la Administración el primer año confeccionándose un padrón para, posteriormente, realizar una gestión por notificación colectiva (art. 4 Once, Doce, Trece y Catorce Ley 13/2010) de forma similar a lo que realiza Canarias (art. 40. Doce y Trece Ley 4/2012). Castilla-La Mancha y Valencia regulan un sistema de autoliquidación y pagos a cuenta trimestrales por parte del sujeto pasivo a presentar ante la Consejería de Hacienda de la CA (Castilla-La Mancha, arts. 11, 12 y 13 Ley 16/2005; Valencia art. 154.12 Ley 10/2012). Por lo que respecta a Extremadura y La Rioja prevén un sistema de autoliquidación a gestionar por la correspondiente Administración de Hacienda de la CA (arts. 22, 23 y 24 DLeg. 2/2006 y arts. 73 y 74 Ley 7/2012). Castilla y León establece la posibilidad de fraccionar trimestralmente el impuesto (art. 25 Ley 1/2012).

Como se ha visto, diferentes CCAA han establecido tributos que vienen a gravar la energía eléctrica a través o bien de su producción o bien a través de los elementos de infraestructura necesarios para su distribución. Este hecho imponible difiere claramente del que configura el Impuesto sobre la Electricidad del Estado cuando el tributo autonómico recaee sobre los elementos propios de la infraestructura eléctrica. No sucede igual cuando el tributo autonómico se centra, como ocurre con el tributo estatal, en la producción eléctrica si bien la diferencia entre hechos imponibles (lo que exige el art. 6.2 de la LOFCA como ya se vio) radica en que el tributo autonómico se ciñe a su territorio mientras que el estatal tiene, lógicamente un ámbito más amplio. En cualquier caso, no es objeto de gravamen autonómico la importación de energía eléctrica a lo que también alcanza el tributo estatal.

En consecuencia, la realidad tributaria española sobre la energía eléctrica supone un panorama difícil en tanto que el sujeto que pretende desarrollar su actividad en el sector en territorio español puede verse ante diversas posibilidades. En primer término, la imposición estatal que se aplica en todo el territorio y, en segundo lugar, la posibilidad de que la CCAA en la que se establezca haya creado o no un tributo que venga a gravar su actividad. Esta falta de uniformidad se trata de una manifestación clara tanto del principio de autonomía política sobre el que se asientan las competencias de las CCAA en materia de protección del medio ambiente como en el principio de autonomía financiera que las caracteriza siguiendo el art. 156.1 de la CE.

(Página deixada propositadamente em branco)

SOSTENIBILIDAD AMBIENTAL Y FINANCIERA: LA REVISIÓN DE LA FISCALIDAD DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA¹

*Gemma Patón García*²

Profesora Titular de Derecho Financiero y Tributario

Universidad de Castilla-La Mancha – Centro Internacional de Estudios Fiscales

I. A MODO DE INTRODUCCIÓN: LA POLÍTICA FISCAL Y ENERGÉTICA EN LA UNIÓN EUROPEA Y EN ESPAÑA

La Unión Europea ha acordado lograr al menos una reducción

¹ Filiación: • Grupo de Investigación: Grupo de investigación de Derecho Financiero y Tributario, GIDEFT, Centro Internacional de Estudios Fiscales, CIEF, Campus de Excelencia Internacional "CYTEMA", Universidad de Castilla-La Mancha (España).

² Profesora Titular de Derecho Financiero y Tributario de la Universidad de Castilla-La Mancha (UCLM), España, Doctora en Derecho desde 2002. Especialista en Fiscalidad medioambiental, Derecho tributario constitucional y Fiscalidad internacional. Directora Académica del Vicerrectorado de Economía y Planificación de la misma Universidad. Miembro del Centro Internacional de Estudios Fiscales y de la Red de investigación internacional en Fiscalidad y Cambio Climático (IDEA-CEU). Premio Nacional "Narciso Amorós" de Tributación 2005 y el Premio "Castilla-La Mancha, Región de Europa" 2007. Directora y Secretaria académica de Maestrías y Doctorados en Iberoamérica (Costa Rica, México, Honduras, Ecuador, Perú, Argentina y Bolivia). Conferenciante en las Universidades europeas de Porto (Portugal), Orléans (Francia), Torino y la del Piemonte Orientale (Italia) y Ponente en la Universidad de Bolonia (Italia). Estancias de investigación en Bolonia (Italia), Cambridge (Gran Bretaña), Maastricht (Holanda) y Lima (Perú). Es autora de numerosos artículos, monografías y capítulos de obras colectivas. Coordinadora de la Sección Fiscal de la Editorial Bosch. Ha prestado servicios de Consultoría y Asistencia Técnica al Gobierno regional de Castilla-La Mancha (España), a la Superintendencia Nacional de la Administración Tributaria de Perú (SUNAT), al Servicio de Rentas Internas (CEF) de Ecuador y al Ministerio de Hacienda de Costa Rica. Gemma.Paton@uclm.es

del 20 % de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de la UE de aquí a 2020 (un 30 % siempre que otros países desarrollados se comprometan con reducciones comparables de las emisiones y que los países en desarrollo se comprometan a contribuir adecuadamente en función de sus responsabilidades y capacidades respectivas); garantizar, para 2020, que el 20 % de la energía consumida proceda de fuentes renovables; y reducir, mediante mejoras en la eficiencia energética, el consumo de energía primaria en un 20 % en comparación con los niveles previstos³.

La creación de empleo que puede suscitar la transformación en una economía hipocarbónica y eficiente en el uso de los recursos es fundamental para realizar los objetivos en materia de empleo que persigue la Estrategia Europa 2020. En los últimos años, el empleo en los sectores de las tecnologías y servicios medioambientales en la UE ha crecido en torno al 3 % anual. El mercado mundial para las ecoindustrias se estima en, al menos, un billón de euros, y se prevé que en los próximos diez años llegue casi a duplicarse. Las empresas europeas ya son líderes mundiales en reciclado y eficiencia energética, y hay que estimularlas para que saquen provecho del aumento de la demanda en el mundo, con el apoyo del Plan de Acción sobre Ecoinnovación. Por ejemplo, se espera que el sector europeo de las energías renovables cree, por sí solo, más de 400.000 puestos de trabajo de aquí a 2020⁴.

Los orígenes de la política de fomento y promoción de las fuentes de energía renovables pueden situarse en unos antecedentes relativamente recientes, pues se inició con la adopción del Libro Blanco de 1997 donde se establecía, para el conjunto de la Unión Europea, el objetivo de que el 12% del consumo interior bruto de energía en Europa en 2010 fuese originado por fuentes renovables⁵. Durante ese período, la atención se ha desplazado desde la promoción de las energías renovables a través de sus objetivos para los sectores de electricidad y el transporte a la definición de objetivos jurídicamente vinculantes respaldados por un marco legislativo global y, más recientemente, por

³ Propuesta de Decisión del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al Programa General de Medio Ambiente de la Unión hasta 2020, “Vivir bien, respetando los límites de nuestro planeta”, {SWD (2012) 397 final}, {SWD (2012) 398 final}, p. 16 COM(2012) 710 final. Vid. También COM(2011) 144 (DO C 140 de 11.5.2011).

⁴ *The impact of renewable energy policy on economic growth and employment in the EU* (Employ-RES, 2009).

⁵ Comunicación de la Comisión, de 26 de noviembre de 1997, “Energía para el futuro: fuentes de energía renovables – Libro Blanco para una estrategia y un plan de acción comunitarios” [COM (1997) 599 FINAL], no publicada en el Diario Oficial.

una reorientación de la política europea de infraestructuras de energía que facilita el crecimiento de las energías renovables. Los instrumentos básicos en esta materia son la “Directiva sobre la electricidad renovable”⁶ y la “Directiva sobre biocarburantes”⁷ que establecen objetivos indicativos nacionales en el marco de la Unión Europea para alcanzar una cuota de energías renovables en la generación de electricidad del 21 % en 2010 y una cuota de renovables de energía y la sustitución de gasolina diesel en el transporte de 5, 75 % en 2010⁸.

Así, la nueva Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes de energías renovables, establece un marco regulador sólido y estable para el desarrollo de la energía renovable en Europa, cuya trasposición por parte de todos los Estados miembros debía realizarse en el plazo de 5 de diciembre de 2010 y mediante los Planes Nacionales de Acción de Energías Renovables, se adoptarían las bases para determinar la acción de la Unión Europea sobre energías renovables.

Si bien es cierto que las políticas públicas que hasta el momento se han llevado a cabo por parte de todas las Administraciones han sido de apoyo a las energías renovables, no en todos los países se ha adoptado el mismo modelo, ni se ha avanzado a buen ritmo en su implantación⁹. En el caso de España, la generación de electricidad procedente de fuentes renovables se promueve principalmente a través de una regulación de precios. Los operadores del sistema pueden elegir entre dos opciones: una alimentación garantizada en los aranceles y un bono (prima) pagado por encima del precio de la electricidad derivada en el mercado mayorista. Esta opción ofrece la ventaja de introducir y fomentar la competencia entre los productores en el mercado eléctrico, además de promover la producción de electricidad renovable en las horas punta (que suele tener mayor coste). Las tarifas, primas y límites

⁶ Directive 2001/77/EC of 27 September 2001 on the promotion of electricity produced from renewable energy sources.

⁷ Directive 2003/30/EC of 8 May 2003 on the promotion of the use of biofuels or other renewable fuels.

⁸ Communication from the Commission to the European Parliament and the Council. Renewable Energy: Progressing towards the 2020 target. COM/2011/0031 final.

⁹ Ejemplos de la diversidad de políticas de fomento de las energías renovables en los países de la Unión Europea pueden consultarse en LUCHENA MOZO, G.M., PATÓN GARCÍA, G., “Renewable resources taxation in EU” en *Market Instruments and Sustainable Economy* (Dir. Yábar Sterling, A., Herrera Molina, P.M., Rodríguez Márquez, J., Bilbao Estrada, I., Eseverri Martínez, E.), Instituto de Estudios Fiscales-Instituto Universitario de Ciencias Ambientales, Madrid, 2012, pp. 51 a 67.

correspondientes a la categoría de “energías renovables” se actualizan anualmente tomando como referencia el IPC menos 25 puntos básicos hasta 2012 o menos 50 puntos básicos a partir de entonces (para instalaciones acogidas al Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo), mientras que existen otras instalaciones acogidas al régimen económico del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo¹⁰, que tendrán como valores retributivos los porcentajes de la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia. Con el objeto de contener el desarrollo de la energía eólica y de la termosolar, el Real Decreto-Ley 2/2009 instauró cupos de potencia máxima a instalar para todas las tecnologías del régimen especial donde se encuadran las renovables. La Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía sostenible, servía de punto de referencia respecto a los objetivos nacionales – vinculantes – en materia de ahorro y eficiencia energética y energías renovables, que han sido reformulados de forma más modesta a través del Real Decreto 4/2013, de 22 de febrero, de medidas de apoyo al emprendedor y de estímulo y de la creación de empleo.

No obstante, superados los objetivos de potencia instalada, a principios de 2012 se suprimen los valores de las tarifas reguladas, primas y límites previstos para todas las nuevas instalaciones que proceden de energías renovables¹¹. Desde luego podríamos pensar que razones presupuestarias llevan a esta orientación plasmada en el Real Decreto-Ley 1/2012, de 27 de enero, pero debe señalarse que esta decisión es consecuencia fundamental de la política energética, y resultado de las críticas a que se han sometido las primas que subvencionan las energías renovables pues dificultan la necesaria reducción del déficit de tarifa que aqueja al sector eléctrico, es decir, la diferencia entre el coste de producción de la energía eléctrica y el coste trasladado al consumidor final de dicha energía¹². Así pues, las ineficiencias demostradas por el sistema de primas revelan la inidoneidad de éstas para continuar con el proceso de sustitución del origen de la producción de energía eléctrica

¹⁰ Disp. Transitoria Primera del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

¹¹ Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

¹² En este sentido, debe citarse el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, que estableció un calendario de paulatina reducción del déficit tarifario anual máximo permitido hasta su eliminación en 2013, mientras que el Real Decreto-Ley 14/2010, de 23 de diciembre, ha aumentado el límite anual máximo del déficit, pero mantiene 2013 como el año en que las tarifas deben ya cubrir los gastos.

a partir de fuentes de energía renovables en lugar de la utilización de fuentes no renovables¹³.

En el marco autonómico los Planes de Energías Renovables representan el instrumento estratégico y de coordinación de las políticas sectoriales en materia de infraestructuras energéticas y de fomento de las energías renovables. Agotado el período de vigencia del anterior (2005-2010), actualmente rige el Plan de Energías Renovables 2011-2020¹⁴, que se implementa por las Comunidades Autónomas a través de convenios anuales suscritos entre el Instituto de Diversificación y Ahorro de la Energía (I.D.A.E.), en las siguientes áreas tecnológicas: Solar térmica; Biomasa térmica; Híbrida biomasa+solar térmica; Fotovoltaica aislada; Mixta eólica-fotovoltaica aislada; Equipos de tratamiento en campo de la biomasa; Geotermia. Así, cada Comunidad Autónoma incluye en su Plan el detalle necesario sobre las zonas consideradas aptas para el desarrollo de las energías renovables, siguiendo los propios criterios medioambientales específicos de la región correspondiente.

Pero el apoyo público a las energías renovables no es sólo económico y puede producirse a través de varios instrumentos. Por un lado, las medidas regulatorias que obliguen a internalizar, en el precio de la energía de origen no renovable, los costes que produce por sus efectos contaminantes o por el agotamiento de los recursos no renovables. En este marco, pueden clasificarse dos instrumentos financieros: 1) Vía del gasto público: ayudas, subvenciones, primas otorgadas a las energías renovables; 2) Vía del ingreso público: en particular con tributos que, a su vez, pueden consistir en gravámenes sobre las fuentes de energía no renovables o bien puede tratarse de beneficios fiscales otorgados a las energías renovables.

¹³ Al respecto, BUÑUEL GONZÁLEZ, M., ha manifestado que “puesto que el fomento de las energías renovables es un elemento central de cualquier política de mitigación del cambio climático, se plantea un conflicto entre este tipo de política y las políticas energético-industriales de contención de los precios de electricidad. Estas últimas se justifican por el impacto negativo del aumento de precios sobre la competitividad de los sectores industriales expuestos a la competencia internacional e intensivos en el uso de la electricidad, así como sobre el poder adquisitivo de las familias. Frente a esta justificación, dichas políticas generan ineficiencias, al provocar que el precio de la electricidad no refleje sus verdaderos costes, especialmente los costes externos ambientales”, en “El precio de la electricidad y la política de cambio climático: ¿Qué papel puede jugar un impuesto sobre el carbono en España?”, *Estudios de Economía Aplicada*, Vol. 29-2/2011, p. 2.

¹⁴ Plan de Energías Renovables 2011-2020, de 11 de noviembre de 2011, puede consultarse en la dirección web: <http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_11227_PER_2011-2020_def_93c624ab.pdf>.

Lógicamente, razones de sostenibilidad financiera han llevado al franco retroceso de la primera vía de las ayudas directas a las energías renovables, siendo que el camino a seguir actualmente dirige hacia la imposición ambiental de la energía. En efecto, el panorama actual en España viene condicionado por las Recomendaciones del Consejo de la Unión Europea relativas a la Evaluación del programa nacional de reforma de 2012 de España el Documento de Trabajo de los Servicios de la Comisión Europea de 30 de mayo de 2012 que contiene una Evaluación del programa nacional de reforma de España para 2012 en que se apuesta por aumentar los ingresos procedentes de los impuestos medioambientales. Así, estas recomendaciones se han llevado a efecto fundamentalmente a través de la Ley 15/2012, donde se crean tres nuevos impuestos sobre la energía, y la modificación que afecta a los Impuestos Especiales, que gravan productos energéticos. Por supuesto, todo este proceso de reforma tributaria se encuentra mediatizado por la insistencia del Consejo europeo que, en el Documento de Recomendaciones de abril de 2013¹⁵, contextualiza la reforma tributaria emprendida por el Gobierno español bajo las coordenadas de la sostenibilidad financiera y el control y reducción del déficit presupuestario.

Pues bien, a lo largo de los siguientes apartados hacemos referencia al conjunto de los impuestos sobre la energía, así como al fomento indirecto de las energías renovables que influye decisivamente al establecer el gravamen sobre la producción de energía eléctrica de origen termonuclear. Junto a ello, debemos referirnos a la línea de imposición que se encuentra en actual expansión en España y que recae sobre los parques eólicos en forma de cánones. Asimismo, debemos referirnos a los incentivos fiscales recogidos en la legislación local y que afectan esencialmente a la incorporación de energías renovables al sector del transporte y la vivienda. Por último, la política europea sobre biocarburantes ha incidido en la orientación que en los últimos tiempos ha adquirido el tema en la normativa española con una redefinición de los objetivos de la introducción de estos productos en el mercado español y la modificación del régimen tributario de los Impuestos sobre Hidrocarburos.

¹⁵ Recomendación del Consejo encaminada a poner fin a la situación de déficit público excesivo de España, {SWD(2013) 383 final}, COM(2013) 383 final, 29.5.2013.

II. LOS IMPUESTOS SOBRE LA ENERGÍA Y LA IMPOSICIÓN SOBRE LA PRODUCCIÓN TERMONUCLEAR DE LA ELECTRICIDAD

Comenzando por considerar una definición general de las energías renovables, encuadramos dentro de ellas “la energía que proviene de los recursos naturales como la luz del sol, el viento, la lluvia, las mareas, las fuentes geotérmicas y de biomasa, todos los cuales se reponen de forma natural”. Atendiendo a este criterio, la producción de energía nuclear que utiliza el uranio, como elemento fisiónable, no se repone de forma natural y, por tanto, no es técnicamente renovable.

Lo cierto es que los defensores de la energía nuclear han argumentado que ésta ofrece como principal ventaja la menor generación de emisiones de CO₂ y plantean un panorama futuro de suministro eléctrico basado en la complementariedad de la producción de origen nuclear y renovable¹⁶. No obstante, desde un punto de vista estrictamente económico, el coste de la energía nuclear obtenida y facturada al cliente final no toma en consideración los posibles costes generados por los riesgos medioambientales que contiene como son: 1º) los posibles accidentes nucleares por la manipulación; 2º) las fugas de residuos radioactivos en tierra y agua por ruptura de contenedores y, 3º) el transporte de los residuos generados. Tampoco pueden obviarse los costes económicos que supone la generación de residuos indistintamente del tratamiento por el que se opte (enterramiento, reciclado, transmutación o almacenamiento en superficie – ésta última es la opción adoptada en España). Son razones de competitividad económica las que priman, obviando que el coste de la energía nuclear es más alto que los precios que se facturan al cliente final. No obstante, dicha ventaja competitiva que podría derivarse del uso de la energía nuclear podría quedar parcial o totalmente anulada si se producen accidentes nucleares importantes. De hecho, el accidente de la central nuclear de Fukushima ha originado un cambio de actitud de cara a las negociaciones mundiales sobre el cambio climático, tal y como se ha recogido en un Dictamen del CES Europeo de 2012¹⁷.

Por lo tanto, debido a que el impacto de los riesgos derivados

¹⁶ MARTÍNEZ CÓRDOLES, F., “Las energías nuclear y renovables en “la cesta” del suministro energético”, *Economía industrial*, N° 369/ 2008 (Ejemplar dedicado a: 50 Aniversario de la Agencia de la Energía Nuclear de la OCDE), p. 99.

¹⁷ Dictamen del Comité Económico y Social Europeo sobre “El impacto de la crisis en la capacidad de las empresas europeas para realizar inversiones en favor del clima” (Dictamen exploratorio), (2012/C 24/02), DOCE 28 de enero de 2012.

de la actividad de producción eléctrica de origen nuclear puede superar las fronteras nacionales, quizás el marco de imposición más adecuado sería a nivel estatal, que sometiese a imposición esta actividad económica de alto riesgo por el que se asumiese la responsabilidad del productor de la incidencia negativa en el medio ambiente. Sin embargo, han sido las Comunidades Autónomas las que han establecido impuestos que gravan la producción de la energía nuclear (Castilla-La Mancha) o bien el transporte de la misma (Extremadura)¹⁸.

No debe obviarse que, en todo caso, el emplazamiento de una central nuclear tiene un efecto en relación con otras actividades económicas (agricultura, turismo, etc.) que dejan de procurar recursos económicos y, en este sentido, se hace imprescindible otorgar un destino finalista a la recaudación que compense los perjuicios económicos que también ocasiona la actividad nuclear.

En esta línea, el Informe de la Comisión Nacional de la Energía de marzo de 2012 aboga por el establecimiento de un impuesto sobre la energía nuclear – e hidráulica – para financiar las energías renovables. En este documento se consideran las experiencias comparadas de los gobiernos belga y alemán, donde se ha otorgado la prórroga de la vida útil de las centrales nucleares al tiempo que ha decidido la constitución de un Fondo Federal destinado a la financiación de medidas de fomento de la ejecución del Plan Energético Federal que, entre otros objetivos, prevé la realización de inversiones para incrementar la producción de energía mediante fuentes renovables. Si bien, el mecanismo alemán decayó en los tribunales por un defecto de forma, las experiencias belga y alemana han puesto de manifiesto diversos medios para el gravamen de la producción de energía nuclear como son:

- a) El pago de cantidades anuales acordadas con el gobierno por parte de los productores de energía durante un plazo determinado a cambio del alargamiento de la vida útil.
- b) El pago de una cantidad fija entre todos los productores en función de su cuota de producción fijada anualmente en función de las circunstancias del mercado (en Bélgica).
- c) El pago de una cantidad variable en función de los combustibles nucleares empleados (en Alemania).

Junto a ello, la Comisión Nacional de la Energía ha planteado

¹⁸ En el año 2011, Castilla-León ha sido una última región en plantearse el establecimiento de un impuesto sobre la energía nuclear, estudiando las fórmulas de Extremadura y Castilla-La Mancha. No obstante, la medida tributaria se ha desechado finalmente.

la conveniencia de establecer un impuesto que tendría un alto potencial recaudatorio, al que se cuida de fundamentar jurídicamente como contrapartida a un alargamiento de la vida útil de centrales nucleares y con la finalidad de compensar los gastos que puedan originarse en la gestión de los residuos nucleares y el combustible gastado más allá del año 2020¹⁹. Tal planteamiento parece tener una motivación básicamente financiera y escasamente parece estar pensando en reducir los eventuales impactos ambientales causados por las centrales nucleares, sin perjuicio de la estructura jurídica que se diseñe para una figura de este tipo²⁰.

Pues bien, estos argumentos sirven de base para la aprobación de un nuevo impuesto estatal mediante la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética²¹, que, como en su exposición de motivos se recoge, e integrando las políticas medioambientales en nuestro sistema tributario, establece tres nuevos impuestos y, en concreto, en lo que afecta a la materia imponible de la energía nuclear, el impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrónica y el impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas. Esta línea impositiva supone un fomento indirecto a la utilización de otras fuentes de energía, como las renovables, que se supone generan menores impactos en el entorno natural y externalidades negativas.

Tomando como referencia el impuesto alemán, este nuevo impuesto sobre la energía recae sobre el combustible empleado en la producción termonuclear de energía eléctrica²². Sin entrar a analizar su régimen jurídico, del impuesto conviene hacer un par de precisiones al respecto. En primer lugar, cuando el gravamen recae sobre el combustible nuclear gastado se está diciendo que la óptica del legislador se

¹⁹ Informe sobre el sector energético español. Introducción, resumen ejecutivo, anexos y votos particulares de la Comisión Nacional de Energía de 9 de marzo de 2012, que puede consultarse en la dirección web: <http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/20120309_PI_DEFICIT_ELECTRICO.pdf>, pp. 126-127.

²⁰ De esta opinión es FERNÁNDEZ LÓPEZ, R.I., “Un nuevo enfoque de la tributación ambiental: la fiscalidad específica sobre las fuentes de energía renovables”, *QF* n° 22/2010, BIB 2010/2495, p. 13.

²¹ BOE n° 312, de 28 de diciembre de 2012, p. 88083.

²² La Ley del Impuesto sobre el Combustible Nuclear alemán fue aprobada el 8 de diciembre de 2010, poco tiempo después del desastre nuclear de Fukushima en el año 2011 y en el transcurso de la llamada moratoria nuclear, durante la cual todos los reactores nucleares alemanes se sometieron a una evaluación de seguridad y se anunciaba la paralización de los reactores más antiguos por un período de tres meses.

traslada al origen o fuente del riesgo ambiental que se pretende proteger y desde este punto de vista el tributo se adecúa a las exigencias del principio de priorizar el gravamen en la fuente de generación del riesgo ambiental (art. 191 apartado 2 TFUE). De hecho, dentro del concepto de *combustible nuclear* se engloba todo aquel material que haya sido adaptado para poder ser utilizado en la generación de energía nuclear²³. En segundo lugar, el uranio era el único de los combustibles energéticos que hasta ahora no estaba sujeto a ningún tipo de impuesto, de manera que se pone fin a esta situación en la que las empresas nucleares no asumían los riesgos ambientales que genera su producción²⁴.

Igualmente, la Ley 15/2012, crea un nuevo canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica. En principio, el artículo 112 del Texto Refundido de la ley de Aguas establece que el canon de utilización se aplica sólo a la ocupación, utilización y aprovechamiento del dominio público hidráulico definido por la norma (art. 2 b) y c)), quedando fuera el uso de las aguas continentales. Ello suponía una anomalía respecto al régimen común de los bienes de dominio público que ahora, por cuestiones financieras, viene a modificarse, de manera que en cuanto las aguas continentales tengan un uso puramente industrial para su explotación hidroeléctrica, es decir, aquéllas que se aprovechen para la producción de energía eléctrica, estarán sujetas a un nuevo canon (art. 112 bis)²⁵.

Los recursos procedentes de estos impuestos pueden coadyuvar a compensar los gastos que puedan originarse en la gestión de los residuos nucleares y el combustible gastado más allá de 2070, fecha en que actualmente está llamada a desaparecer este tipo de energía. No obstante, se deberá tener en cuenta la existencia de tasas para financiar las actividades de la entidad pública empresarial ENRESA de gestión de residuos radiactivos, así como las figuras impositivas implantadas por las Comunidades Autónomas.

²³ El término combustible nuclear puede referirse tanto al material (físil o fusionable) por sí mismo como al conjunto elaborado y utilizado finalmente, es decir, los haces o manojos de combustible, compuestos por barras que contienen el material físil en su interior, aquellas configuraciones que incluyen el combustible junto con el moderador o cualquier otra.

²⁴ En efecto, el fundamento de esta imposición reside en que “*la generación de energía eléctrica mediante la utilización de energía nuclear supone la asunción por parte de la sociedad de una serie de cargas y servidumbres, debido a las peculiaridades inherentes a este tipo de energía, cuyo impacto económico es difícil de evaluar*” y así lo recoge la exposición de motivos de la Ley 15/2012.

²⁵ Vid. SARTORIO ALBALAT, S. CASANELLAS CHUECOS, M., “La tributación autonómica del agua: cánones de saneamiento y cánones del agua”, en *Tributos, aguas e infraestructuras* (Coords. Alonso González, L.M., Taveira Torres, H.), Atelier, 2012, p. 33.

Desde el punto de vista del fomento de las energías renovables, difícilmente la existencia de este nuevo impuesto puede conducir a una menor producción de energía termonuclear que incide en la sostenibilidad ambiental, debido a los costes fijos que esta actividad económica conlleva, pero supone una fuente de recaudación muy estable y fácil de gestionar para el Estado. Ahora bien, el marco de imposición estatal es el adecuado para hacer frente al impacto de los riesgos medioambientales – cuantiosos pero incalculables –, dado el horizonte político de progresivo desmantelamiento de las centrales nucleares y la gestión definitiva de los residuos radiactivos que mantienen un alto grado de incertidumbre y la responsabilidad de supervisión del Estado adquirida por la Ley 25/1964, de 29 de abril, sobre Energía nuclear, junto a la responsabilidad internacional de España, en su condición de Parte del Tratado sobre la no proliferación de armas nucleares (ratificado por España el 13 de octubre de 1987) y de la Convención sobre la protección física de los materiales nucleares (firmada por España el 7 de abril de 1986 y ratificada, como Estado miembro de EURATOM, el 6 de septiembre de 1991), tal y como previene la Exposición de motivos del Proyecto de Ley.

Por otro lado, dentro de la tipología de tributos que recaen sobre energías no renovables se pueden considerar incluidos algunos impuestos autonómicos de corte medioambiental y los impuestos sobre hidrocarburos, la electricidad, el carbón y las ventas minoristas de determinados hidrocarburos, contenidos en la Ley 38/1992, de Impuestos Especiales.

Así, el Impuesto sobre Hidrocarburos, como impuesto especial que es, grava determinados consumos de productos energéticos, pero no recae directamente sobre el foco de contaminación. Por otro lado, su finalidad no fiscal ha de ponerse en duda en tanto que su configuración jurídica obedece a criterios típicamente fiscales. Sin perjuicio de ello, es lícito afirmar que comparte, como otros impuestos del sistema tributario, fines de carácter medioambiental, pero este no es el principal motivo de su implantación²⁶. De hecho, el principio de prevención, que

²⁶ Asimismo, VAQUERA GARCÍA, A., ha puesto en duda la idoneidad de los Impuestos especiales para incorporar un fin de protección ecológica, postura que fundamenta en dos motivos: 1º la escasa vinculación del fin medioambiental con el método de medición de la base imponible (que en el caso de los hidrocarburos del que hablamos, es el volumen energético de los productos energéticos); 2º “ la reducida o prácticamente nula concienciación ambiental a que llevaría una elevación en la cuantía de tales tributos, puesto que la inflexibilidad de su demanda, la lógica reacción de la opinión pública y la difícil justificación del incremento en la carga fiscal si se emplean estas magnitudes de medición, llevarían a

parece basar su establecimiento, justifica los tributos sobre la producción de bienes cuyo consumo puede provocar contaminación, pero gravar el consumo propiamente dicho cuando no hay alternativa (bien necesario) muestra fines exclusivamente fiscales. En síntesis, el gravamen de productos derivados del petróleo a través de impuestos ecológicos, provoca un encarecimiento de su precio que, a nuestro juicio, sólo puede servir como incentivo para la reducción de su consumo a medio y largo plazo, siempre que se produzca el desarrollo de fuentes alternativas de energía.

Distinto es el caso del impuesto autonómico que gravaba la producción termonuclear de energía eléctrica en la región de Castilla-La Mancha, creado específicamente para desincentivar el comportamiento al establecer un hecho imponible al que se apunta como “actividad que incide en el medio ambiente” tal y como su propia denominación indica. No obstante, la STC 196/2012, de 31 de octubre, declara la inconstitucionalidad del impuesto y supone un rechazo al modelo de gravamen de una actividad de riesgo que gira sobre la asunción de costes medioambientales y el fomento indirecto de la producción eléctrica procedente de fuentes de energía renovables. Con este impuesto estamos ante un tributo creado *ex novo* con fines predominantemente medioambientales, sin perjuicio de reconocer en todo caso la necesaria presencia de fines recaudatorios, ínsitos a toda figura tributaria²⁷. Así, la finalidad medioambiental, por un lado, legitima el gravamen sobre la manifestación de capacidad económica que afecta o es susceptible de afectar negativamente el medio ambiente; por otro lado, impone la necesaria ordenación de la figura tributaria concreta de acuerdo a los dictados del principio “quien contamina paga” y, en consecuencia, la estructura jurídica de sus elementos esenciales de forma que se plasme el verdadero gravamen con fin medioambiental. Este es el argumento prioritario que soporta en realidad la imposición medioambiental, en torno al que gira la STC 289/2000, de 30 de noviembre, de cuya doc-

que se diluyese la función extrafiscal en el componente recaudatorio, por lo que no se alcanzaría el efecto perseguido de limitar la producción de daños a la naturaleza”, *Fiscalidad y medio ambiente*, Lex Nova, Valladolid, 1999, pp. 308-309.

²⁷ Con mayor amplitud, vid. PATÓN GARCÍA, G., “Tributos castellanomanchegos y energías renovables: la imposición sobre la energía nuclear y la protección del entorno natural” en *Fiscalidad y energías renovables* (Dir. Lucas Durán, M.), Thomson Reuters-Aranzadi, 2013, pp. 370 y ss y de la misma autora “La inconstitucionalidad del Impuesto castellanomanchego sobre la producción termonuclear de la energía eléctrica y residuos radioactivos: comentario a propósito de la STC 196/2012, de 31 de octubre, *Quincena Fiscal Aranzadi* n° 17/2013, BIB 2013\1977.

trina destacamos la vinculación directa que exige entre la capacidad de incidir en el medio ambiente y la presencia del impacto ambiental en la estructura del tributo²⁸, al efecto de controlar que la finalidad medioambiental no sea una mera excusa para la creación de figuras exclusivamente fiscales²⁹.

III. EL DEBATIDO FUNDAMENTO DE LOS CÁNONES EÓLICOS

La energía eólica es considerada como una de las más atractivas fuentes de energía renovable tanto desde el punto de visto competitivo, como desde el aspecto del impacto ambiental³⁰. España, junto con Alemania, ha ejercido el liderazgo en este terreno a tenor de la capacidad de potencia instalada, no obstante, como se menciona en la Comunicación de la Comisión de diciembre de 2005³¹, un tercio de los países de la UE no prestan apoyo suficiente a la energía eólica.

²⁸ En el Fundamento Jurídico 5º de la Sentencia 289/2000, de 30 de noviembre, concluye el Tribunal que el Impuesto balear sobre instalaciones que incidan en el medio ambiente, no “grav(a) efectivamente la actividad contaminante cuando desconoce el impacto ambiental en que incurren los sujetos llamados a soportarlo, o lo que es lo mismo, la medida concreta en la que cada uno afecta al medio ambiente” como primer argumento para desechar la finalidad extrafiscal que en la Exposición de motivos de la Ley creadora de este impuesto se manifestaba. A ello, se añade que los elementos de cuantificación del impuesto son los típicos de una figura recaudatoria, lo cual determina la declaración de inconstitucionalidad por doble imposición con el IBIMA.

²⁹ Uno de los pronunciamientos que acudía a reiterar la intrascendencia del *nomen iuris* atribuido por el legislador en la naturaleza de una figura tributaria, es la STC 242/2004, de 16 de diciembre, donde se enjuiciaba una posible doble imposición entre una tasa local y una tasa autonómica. El Alto Tribunal señala la indiferencia del desacierto técnico apreciado en la Ley autonómica, puesto que “para determinar la naturaleza de una determinada figura no es decisivo el *nomen iuris* que le dé la Administración” (164/1995, de 8 de noviembre, FJ 4º) o “le asigne el legislador” (SSTC 164/1995, de 8 de noviembre, FJ 4º; y 134/1996, de 22 de julio, FJ 6º) (FJ 5º).

³⁰ Vid. LUCHENA MOZO, G. M., PATÓN GARCÍA, G., “Las líneas actuales de gravamen en la tributación medioambiental”, *Quincena Fiscal*, nº 18/2005, p. 23. La Unión Europea sigue siendo el líder mundial de la energía eólica con un 60% de cuota del mercado mundial, pero el mercado de la energía eólica está creciendo con fuerza, con un crecimiento significativo del mercado asiático (especialmente en la India) y un marcado aumento del porcentaje de instalaciones en Norteamérica. Una visión comparada del tema puede consultarse en LUCHENA MOZO, G.M., “El canon eólico de Castilla-La Mancha”, *Fiscalidad y energías renovables* (Dir. Lucas Durán, M.), Thomson-Aranzadi, 2013, pp. 309 y ss.

³¹ Comunicación de la Comisión de 7 de diciembre de 2005, sobre El apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables, COM (2005) 627 final. De hecho, el avance insuficiente hacía los objetivos acordados y la necesidad de impulsar el desarrollo de la energía renovable en *todos* los Estados miembros, y no solo en algunos, fueron dos de las razones que abocaron a un redireccionamiento en el planteamiento estratégico que vino marcado por la adopción de la Directiva sobre las energías renovables en 2009.

Una nueva figura impositiva que va extendiéndose en el marco de la autonomía tributaria de las Comunidades, es el canon eólico. Fue Galicia la región pionera en la implantación de este canon eólico³², a continuación Castilla-la Mancha ha aprobado una figura similar³³ y, por último, Castilla-León³⁴ ha sido, por el momento, la última región que se ha sumado a esta iniciativa impositiva.

La producción de la energía constituye una materia imponible ya clásica que fundamenta los Impuestos Especiales sobre hidrocarburos, carbón y electricidad. No obstante, las características de la actividad productiva o del propio producto, debido a los altos costes fijos de la actividad económica y a la inelasticidad de su demanda, hacen que tales figuras tributarias tengan el atractivo de poseer una alta potencia recaudatoria, pues pueden establecerse gravámenes altos sin que su nivel de demanda se reduzca en la misma proporción. Esta razón permite polemizar acerca de la idoneidad del establecimiento de una figura tributaria de perfil medioambiental que tenga como objeto de gravamen la producción termonuclear de energía eléctrica -por tratarse de una actividad que potencialmente puede ser agresiva para el medio ambiente-, ya que su eficacia práctica en relación con un cambio de conducta del sujeto pasivo es bastante dudosa. Lo cierto es que según hemos dicho, el gravamen de este tipo de producción de energía eléctrica se fundamenta en el riesgo medioambiental ínsito a la energía nuclear, seleccionada por el legislador castellanomanchego en uso de su libertad de configuración (STC 185/1995, de 14 de diciembre, FJ 5º), en este caso, plasmando las directrices de su política energética y medioambiental cuya pretensión es incidir indirectamente en las energías renovables con riesgos medioambientales evidentemente menores.

En cualquier caso, esta aptitud de la energía para proporcionar niveles recaudatorios estables había hecho augurar la posibilidad de una línea de tributación que recayese sobre otras fuentes de energía como las energías renovables cuya implantación se ve promocionando

³² Ley 8/2009, de 22 de diciembre, por la que se regula el aprovechamiento eólico en Galicia y se crean el canon eólico y el Fondo de Compensación Ambiental.

³³ Ley 9/2011, de 21 de marzo, por la que crea el canon eólico y el Fondo de Desarrollo Tecnológico de las Energías Renovables y el uso racional de la Energía, DOCLM núm. 63, de 31 de marzo de 2011.

³⁴ Los arts. 19 a 25 de la Ley 1/2012, de 28 de febrero, de Medidas Tributarias, Administrativas y Financieras de Castilla-León, establecen el Impuesto sobre la afección medioambiental causada por determinados aprovechamientos del agua embalsada, por los parques eólicos y por las instalaciones de transporte de energía eléctrica de alta tensión.

por los poderes públicos³⁵. En efecto, podemos distinguir una nueva fiscalidad dirigida esta vez no a la producción, sino a la *utilización de las energías renovables*, cuya implantación se ha generalizado progresivamente³⁶. Así puede distinguirse el impuesto castellanomanchego sobre la producción termoneuclear con una incidencia indirecta en las energías renovables, mientras que se abre paso la aprobación del canon eólico castellanomanchego en marzo de 2011, con la nueva orientación mencionada entre los tributos que sí inciden de modo directo en los elementos patrimoniales destinados a la generación de energías limpias.

Estudiemos someramente el objeto de gravamen sometido a imposición para evaluar si los cánones eólicos tienen coherencia dentro de una política medioambiental dirigida al fomento de las energías renovables. En este sentido, se ha señalado que puede ser contradictorio, que si se ha potenciado hasta el momento el uso de la energía eólica como vector energético alternativo a los combustibles fósiles, que ahora se establezca un canon eólico que recae sobre esta materia imponible. Se ha puesto el énfasis en la circunstancia de que el canon eólico constituye un instrumento fiscal que recae sobre instalaciones que albergan algunas de las formas de producción de energía más respetuosa con el medio natural, y por tanto, ello lleva a un “desencuentro entre la política financiero-energética promovida por el Estado y el resultado del poder tributario ejercido por la Comunidad Autónoma de Galicia”³⁷. No obstante, no faltan voces relativizando este hecho, en el sentido de afirmar que la existencia de incentivos a las energías renovables (subvención) no es incompatible con la relevancia que puede suponer para el legislador una afección ambiental que deriva de una concreta forma de producción eléctrica (canon/tributo)³⁸.

Según la Exposición de motivos de la Ley por la que se crea el canon eólico en Castilla-La Mancha, la materia imponible sobre la que recae este gravamen es “la *utilización industrial del viento* como actividad económica, sin suponer un uso exclusivo o privativo de los vientos para

³⁵ CAÑAL GARCÍA, F., “Energías renovables y tributos propios de Cataluña”, NUE nº 308/2010, p. 25.

³⁶ Un apunte sobre esta línea de imposición en el derecho comparado puede consultarse en GARCÍA CARACUEL, M., “La producción de energías renovables, actividad objeto de gravamen en el ámbito local. El modelo francés”, Nueva Fiscalidad nº 5/2011, pp. 103-121.

³⁷ FERNÁNDEZ LÓPEZ, R.I., “Un nuevo enfoque de la tributación ambiental...”, op. cit., p. 26.

³⁸ En este sentido, vid. GARCÍA NOVOA, C., “El canon eólico de la comunidad Autónoma de Galicia”, Nueva Fiscalidad nº 2/2010, p. 55.

el titular de las autorizaciones administrativas de parques eólicos, dada la naturaleza de inapropiable del citado recurso, sí disminuye las posibilidades de aprovechamiento del viento por parte de terceros, especialmente en lo que respecta a la idoneidad de ubicaciones, condiciones y características del propio recurso natural, configurándose también como *factor limitante de otras actividades, principalmente económicas*, en el territorio soporte de la actuación. Asimismo, la instalación de parques eólicos, lleva aparejadas una serie de *cargas y transformaciones para el ámbito territorial en el que se localizan derivadas*, no sólo del conjunto de aerogeneradores que lo integran, sino también por las infraestructuras eléctricas y de accesos que el correcto funcionamiento de dichas instalaciones requiere durante su vida útil”. Si bien el legislador castellanomanchego elige el establecimiento de una *“prestación patrimonial pública de naturaleza finalista y extrafiscal, concebido como instrumento destinado a internalizar los costes sociales, económicos y ambientales mencionados y dirigido a estimular y promover el desarrollo tecnológico, con especial incidencia en lo referente a la potencia de los aerogeneradores, lo cual redundará en minimizar las afecciones derivadas de este tipo de actividad, mediante la reducción de la superficie afectada por las instalaciones y la consiguiente liberación de territorio para su aprovechamiento general”*.

La estructura del canon eólico se asienta sobre el hecho imponible articulado por *“la generación de afecciones e impactos adversos sobre el medio natural y sobre el territorio, como consecuencia de la instalación en parques eólicos de aerogeneradores afectos a la producción de energía eléctrica, y situados en el territorio de la Comunidad Autónoma de Castilla-La Mancha”*. Aspecto este que nos sitúa ante el impacto ambiental que provoca la *“interrupción en la armonía paisajística”* derivada de la instalación de aerogeneradores. Esta formulación se distingue del canon eólico gallego en que éste último tiene una mayor concreción del tipo de impacto medioambiental que se desea proteger en tanto que se alude a los *“impactos visuales”* que producen los aerogeneradores y, por tanto, es menos ambicioso en relación con su finalidad compensadora de otros diversos impactos medioambientales que originan los parques eólicos en el medio natural (incidencias en los ecosistemas y alteraciones en la fauna y la flora del entorno)³⁹. Este aspecto sí se tiene en cuen-

³⁹ En cualquier caso, la consideración del paisaje como objeto de protección jurídica y la consiguiente contaminación paisajística ha sido avalada por el Tribunal Supremo en la Sentencia de 31 de mayo de 2007, donde declara que el paisaje es *“un bien colectivo o común cuya protección incumbe primordialmente a los poderes públicos”*.

Si bien debe reconocerse la importancia de las infraestructuras y la relación de éstas con el medio ambiente, no ha de desconocerse el papel de la planificación, diseño y

ta en el impuesto que Castilla-León ha aprobado con un perfil similar a los cánones eólicos gallego y castellanomanchego. Así, el legislador castellanoleonés opta por establecer como hecho imponible “*la generación de afecciones e impactos – no sólo – visuales – sino también, en general –, ambientales por los parques eólicos y por los elementos fijos del suministro de energía eléctrica en alta tensión situados en el territorio de la Comunidad de Castilla y León*” (art. 20.1b)⁴⁰.

Enlaza, pues, con la inequívoca tendencia hacia la proliferación de impuestos autonómicos sobre actividades de riesgo medioambiental. Como es fácilmente observable la configuración jurídica de tales impuestos en muchas ocasiones sólo puede alcanzar a establecer una relación indirecta entre las actividades potencialmente contaminantes y el eventual daño medioambiental que se deriva de la realización de las primeras. La esencia de esta línea de imposición tiene como objetivo la anticipación al mismo perjuicio medioambiental y, para ello, el instrumento fiscal parece el medio de actuación a priori más idóneo. Nos situamos desde este punto de vista ante una tributación desalentadora de comportamientos a través del gravamen del mero riesgo medioambiental que, a su vez, contribuye a canalizar los costes de recuperación del medio natural.

Cabe recordar a este respecto que el riesgo ambiental puede configurar el objeto imponible de una figura tributaria, como admite la STC 168/2004, de 6 de octubre⁴¹. Como es fácilmente observable la configuración jurídica de tales impuestos en muchas ocasiones sólo puede alcanzar a establecer una *relación indirecta* entre las actividades potencialmente adversas y perjudiciales para el medioambiente que se deriva de la realización de las primeras⁴². No obstante, “la falta de certeza

gestión que deben estar presentes en la construcción y autorización de un parque eólico que han estado ausentes –al menos– en los albores de su implementación, como ha destacado DELGADO PIQUERAS, F, “El régimen de aprovechamiento de la energía eólica en Castilla-La Mancha”. *Medio Ambiente y Derecho. Revista electrónica de Derecho ambiental*, núm. 21, 2010, <<http://vlex.com/vid/aprovechamiento-energia-eolica-castilla-mancha-212795377>>.

⁴⁰ Ley 1/2012, de 28 de febrero, de Medidas Tributarias, Administrativas y Financieras BOE 30 de marzo de 2012, p. 26608.

⁴¹ En suma, el criterio del Tribunal Constitucional en la Sentencia 168/2004, de 6 de octubre, es crucial en este sentido, que puede sintetizarse en dos premisas fundamentales: 1º El objeto de gravamen es el riesgo potencial de las actividades e instalaciones que originan la intervención de planes de protección civil, no los elementos patrimoniales propiamente dichos; 2º Los sujetos obligados al pago no son los titulares de los elementos patrimoniales gravados, sino “quienes realicen la actividad a la que están afectos dichos elementos patrimoniales” (FJ. 10º).

⁴² Vid. PATÓN GARCÍA, G., “Hacia un modelo de impuesto ambiental. Las reformas pactadas y la creación de nuevos tributos”, *Nueva Fiscalidad* n° 7/2006, p. 82.

de los efectos exige una especial ponderación del riesgo con los efectos económicos de la prohibición⁴³ por la comisión de una infracción, así como de la imputación por responsabilidad que en último extremo actúa también como mecanismo de distribución de riesgos. A la responsabilidad precisamente hace referencia la Exposición de motivos de la Ley que crea el canon eólico en Castilla-La Mancha cuando pretende justificar la figura tributaria en la disminución de “las posibilidades de aprovechamiento del viento por parte de terceros, especialmente en lo que respecta a la idoneidad de ubicaciones, condiciones y características del propio recurso natural, configurándose también como factor limitante de otras actividades, principalmente económicas, en el territorio soporte de la actuación”.

Pues bien, tal y como señala LUCHENA MOZO, una interpretación sistemática de los arts. 1 y 2 y 4 LCE lleva a entender que el canon eólico trata de someter a tributación un entorno físico -“la idoneidad de las ubicaciones”-, objeto de una actividad económica vinculada al aprovechamiento industrial del viento⁴⁴. Esta faceta económica es puesta de manifiesto por el propio Tribunal Supremo cuando en su Sentencia de 28 de marzo de 2006 evidencia que “los avances tecnológicos permiten ahora la posibilidad de una utilización industrial del viento, esto es, de los «recursos eólicos» que bajo esta denominación revelan ya su importancia económica. El viento como recurso natural – o, más propiamente, la energía que en él se contiene – va adquiriendo, en paralelo a su valoración económica, una significación jurídica que requiere la intervención del legislador, tanto más cuanto que las características de los aerogeneradores con los que se trata de aprovechar aquella energía implican una cierta «utilización especial» del recurso eólico (...) Esta nueva realidad (a la vez tecnológica, económica y jurídica) se inserta, además, en un marco normativo ya bien consolidado como es el de la producción y distribución, en sentido amplio, de la energía eléctrica” (FJ. 6º).

Dicho de otro modo, el *objeto fin* del tributo sería una actividad económica vinculada al aprovechamiento industrial del viento, mientras que el *objeto material* sería el propio parque eólico por su emplaza-

⁴³ HERRERA MOLINA, P., CHICO DE LA CÁMARA, P., GRAU RUÍZ, M.A., “Tributos sobre el riesgo. (Especial referencia al sector energético)”. AA.VV. *Estudios sobre fiscalidad de la energía y desarrollo sostenible*, IEF, Madrid, 2006, p. 341.

⁴⁴ Vid. LUCHENA MOZO, G.M., “La imposición autonómica ambiental sobre las energías renovables: el nuevo canon eólico de Castilla-La Mancha”, Documentos IEF, nº 2/2012, p. 33.

miento, potencial económico y técnico al que hemos hecho referencia. Esta situación nos aleja considerablemente de los fines extrafiscales presentes en los tributos de carácter medioambiental⁴⁵ para llevarnos a un auténtico tributo contributivo cuyo revestimiento formal a través de la protección del medio ambiente pretende amparar su constitucionalidad. Y hablamos de constitucionalidad porque la referencia a la actividad económica derivada del aprovechamiento industrial del viento, por un lado, y el parque eólico, por otro, nos pone en relación directa con el IAE⁴⁶ y con el IBI⁴⁷ en cuanto bienes inmuebles de características especiales – BICES – tal y como recoge la Sentencia del Tribunal Supremo de 30 de marzo de 2007 y, evidencia, además, la DGT cuando pone de manifiesto que los aerogeneradores son instalaciones especiales para la producción de electricidad que se encuentran unidas al terreno donde se cimientan de forma fija, instituyendo una edificación. Afirmaciones, ambas, que nos hacen pensar en un posible supuesto de doble imposición⁴⁸. Sin embargo, y dada la modificación operada en el art. 6.3 de la LOFCA por la Ley Orgánica 3/2009 en aras a posibilitar la creación de nuevas figuras por las CC.AA. eliminando la posibilidad de afectación a la materia imponible objeto de gravamen por las Corporaciones locales, convalidaría la posible intromisión⁴⁹ pues es evidente que nos encontramos con hechos impositivos diferenciados.

Así pues, la importancia adjudicada a la verificación de la protección ambiental como objetivo real de una figura impositiva, – que ya reflejara la STC 289/2000 – se refuerza con la STC 168/2004. Así

⁴⁵ Así lo ha expresado LUCHENA MOZO, G.M., “La imposición autonómica ambiental sobre las energías renovables: el nuevo canon eólico de Castilla-La Mancha”, Documentos IEF, nº 2/2012. En sentido contrario se expresa GARCÍA NOVOA, C., “El canon eólico de la Comunidad Autónoma de Galicia”, *Nueva Fiscalidad*, nº 2/2010, pp. 13 y ss.

⁴⁶ En relación al Impuesto sobre Actividades Económicas (Epígrafe 151.4), se prevé la exención para personas físicas, para los dos primeros ejercicios de la actividad económica, y para sociedades cuyo importe de la cifra de negocios sea inferior a un millón de euros. Además están previstas bonificaciones potestativas para los Ayuntamientos de hasta el 50% de la cuota correspondiente para los sujetos pasivos que tributen por cuota municipal en los casos de utilización de energía a partir de instalaciones para el aprovechamiento de energías renovables o sistemas de cogeneración – ex. art. 88.2 TRLRHL.

⁴⁷ Se prevé la posibilidad de que los Ayuntamientos introduzcan bonificaciones en su Ordenanza fiscal, bonificación de hasta el 90% a favor de cada grupo de bienes de características especiales y/o bonificación de 50% para los inmuebles en los que se hayan instalado sistemas para el aprovechamiento térmico o eléctrico de la energía proveniente del sol para autoconsumo - art. 74 TRLRHL.

⁴⁸ ADAME MARTÍNEZ, F.D., “Nuevos tributos ambientales: el Impuesto sobre el daño medioambiental causado por determinados usos y aprovechamientos del agua embalsada y canon eólico de Galicia”. *Noticias de la Unión Europea*, nº 308/2010, pp. 108 y ss.

⁴⁹ Vid. ADAME MARTÍNEZ, F.D., “Nuevos tributos ambientales...”, op. cit., p. 110.

pues, el juicio de constitucionalidad de los impuestos ambientales debe pasar, en primer lugar, por la constatación de la autenticidad del objetivo medioambiental y, en segundo lugar, el criterio del análisis de los elementos de configuración jurídica para dirimir una posible coincidencia de gravámenes. No obstante, el aspecto determinante parece ser el primero pues en cuanto se verifique un objetivo real de protección medioambiental, se estaría ante materias impondibles diferentes y, por tanto, la constitucionalidad de la figura autonómica no se discutiría⁵⁰.

Pese a todo, y si bien no podemos desconocer que los dictados del Tribunal Constitucional obligan al legislador a buscar la riqueza (vs. abundancia) allí donde se encuentre, no lo es menos que el sistema tributario no puede alcanzar un nivel confiscatorio al que podría llegarse como consecuencia de una sobreimposición que agote la riqueza imponible. Pues bien, puede traerse a colación la doctrina apuntada por el TC⁵¹ y por los distintos Tribunales Superiores de Justicia que han estimado que siempre queda abierta la posibilidad de que en relación con una misma materia impositiva, el legislador pueda seleccionar distintas circunstancias que dan lugar a otros tantos hechos impondibles, determinantes a su vez de figuras tributarias diferentes – STC 242/2004. Así las cosas, y si bien es cierto que no podrán dar lugar técnicamente a un supuesto de doble imposición al quedar limitada por el art. 6 LOFCA – según doctrina del TC⁵² –, no lo es menos que se produce un supuesto de sobreimposición que podría conducir a cierta confiscatoriedad proscrita en el art. 31 CE, “prohibición de confiscatoriedad (que) supone incorporar otra exigencia lógica que obliga a no agotar la riqueza imponible sustrato, base o exigencia de toda Imposición so pretexto del deber de contribuir; de ahí que el límite máximo de la imposición venga cifrado constitucionalmente en la prohibición de su

⁵⁰ RUIZ ALMENDRAL, V., ZORNOZA PÉREZ, J. destacan como aspecto esencial de la doctrina del TC que “la finalidad extrafiscal de un tributo autonómico es base suficiente para sostener que no es equivalente con otros tributos estatales de carácter fiscal”, aunque no se muestren completamente de acuerdo pues, a su juicio, “el carácter extrafiscal del tributo en nada afecta o ninguna relación tiene con la materia imponible gravada”, p. 73 e igualmente reiteran después en relación con el Impuesto catalán que su pretensión no es “ni la eliminación de la conducta sometida a gravamen ni su modificación. Esta finalidad queda reflejada en los elementos de cuantificación de la obligación tributaria, donde la superficie de los locales tiene una importancia esencial” (ID. “El Impuesto sobre Grandes Establecimientos Comerciales. Análisis constitucional”, *Nueva Fiscalidad*, nº 10/2004, p. 78).

⁵¹ Vid. Sentencias del Tribunal Constitucional 37/1987, de 26 de marzo y 289/2000, de 30 de noviembre.

⁵² STC 242/2004, FJ. 6°.

alcance confiscatorio⁵³.

Por otro lado, conforme a lo dispuesto en el apartado 2 del art. 4 LCE quedan exentas las instalaciones de producción eléctrica destinadas al autoconsumo eléctrico, así como las de carácter experimental y de investigación siempre que no superen los 5 MW y cumplan ciertos requisitos previstos en el Decreto 2/2010, de 20 de abril. De ello podemos derivar – en conexión con el art. 2 del mismo cuerpo dispositivo – que, como regla de principio, quedan excluidas de gravamen las instalaciones de producción eléctrica no vinculadas al aprovechamiento industrial del viento.

En otras palabras, se trata de determinar si las medidas fiscales son aptas para intensificar la protección del medio ambiente acudiendo a un cambio de conducta de las empresas, modificando así las pautas de crecimiento económico o la limitación de la libertad para disponer de los recursos naturales⁵⁴. En este sentido, el impuesto estructurado de acuerdo a los principios medioambientales constituye un elemento disuasorio para las empresas de conductas acordes conforme a la protección del entorno natural pues soportarán menor carga fiscal, pero cuya reducción se hace depender del desarrollo tecnológico en el sector de la energía eólica, pues se fomenta la repotenciación del aerogenerador ya instalado frente a la conducta de instalar un nuevo aerogenerador⁵⁵.

Así, la función del impuesto ambiental de “riesgo” tiene la característica de modificar las conductas individuales del sector empresarial hacia comportamientos responsables con el medio que, en el canon eólico parece apreciarse en tanto se plasma un redireccionamiento de la política energética hacia inversiones en el sector eólico tecnológicamente más avanzadas. Esta medida muestra palpablemente una integración de la política de protección del paisaje dentro de la política energética y económica de la región.

Además, por otro lado, existen distintos condicionantes externos a la propia configuración jurídica del canon eólico que también merecen ser evaluados, como los límites inherentes al marco de imposición, las características geográficas del territorio en que se adopten

⁵³ STC 150/1990, FJ. 9º.

⁵⁴ CANOSA USERA, R., “La incorporación de intereses ambientales en los ordenamientos jurídicos”, en *La protección fiscal del medio ambiente. Aspectos económicos y jurídicos*, (Dir. Yabar Sterling, A.), Marcial Pons, Madrid, 2002, pp. 34-35.

⁵⁵ Todo ello conforme a los criterios de cuantificación del canon eólico establecidos en el art. 8 LCE en relación al número de aerogeneradores y la potencia instalada en el parque eólico.

medidas medioambientales, la adecuación del objeto de imposición a los objetivos medioambientales concretos y prioritariamente la situación económica de la región que intervendrán en la consecución de una mayor o menor eficacia del impuesto ambiental. Señálese al respecto el excedente existente en la producción de energía eléctrica en algunas regiones españolas, fundamentalmente, debido a la proliferación de los parques eólicos – y plantas fotovoltaicas- en los últimos años. Entendemos, pues, que el gravamen del canon eólico permite así el resarcimiento de las afecciones territoriales, paisajísticas y ambientales que deben soportarse por la autorización de su implantación, si bien estableciendo unos márgenes o umbral de tolerancia. Y ello en orden a una función disuasoria de provocar mayores alteraciones con la instalación de más aerogeneradores, alentar el aprovechamiento de aquéllos ya instalados y maximizar su rendimiento energético.

Sin embargo, la función resarcitoria o compensadora del daño medioambiental provocado adolece de un defecto derivado de la afectación únicamente parcial que se establece de la recaudación procedente del canon eólico. En este sentido, pensamos el canon eólico sólo guardaría su estricta coherencia con el objeto de imposición si se hubiese configurado una íntegra afectación de su recaudación a compensar los impactos que los aerogeneradores generan en el entorno natural, objetivo al que sólo se podrá dedicar el 50% de la cantidad recaudada al encontrarse afectado el otro 50% a programas de investigación para la mejora de las tecnologías eólicas – art. 17 LCE⁵⁶.

IV. INCENTIVOS A LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LOS IMPUESTOS LOCALES

En las Haciendas locales, a pesar de la existencia de diversas tasas en el ámbito local que se han relacionado con la protección medioambiental, prácticamente el factor ecológico se ha hecho presente en forma de beneficios fiscales incorporados en los tributos que conforman el sistema tributario local y que afectan en su gran mayoría a energías renovables. Hemos de recordar, a estos efectos, que como señaló PALAO TABOADA, “los tributos con fines extrafiscales no necesitan invocar este principio (quien contamina, paga) para justificarse, les

⁵⁶ En este sentido, RUBIO DE URQUÍA, J.I., “Comentario a la Ley 9/2011, de Castilla-La Mancha”, *Carta Tributaria*, n° 11/2011, p. 97 y GARCÍA DE PABLOS, J.F., “El canon eólico...”, op. cit., pp. 5-6.

basta para ello la legitimidad de dichos fines y la razonabilidad y proporcionalidad de los medios empleados para perseguirlos⁵⁷. Por tanto, será el vínculo entre el objetivo medioambiental con el hecho imponible del impuesto y la congruencia de las medidas fiscales adoptadas, las que determinen la naturaleza del tributo⁵⁸.

De forma sintética, los incentivos fiscales medioambientales que podemos citar en el ámbito de los impuestos locales son establecidos en el Real Decreto Legislativo 2/2004, de 5 de marzo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales (TRLRHL), en concreto:

En el *Impuesto sobre Vehículos de Tracción Mecánica*:

Bonificación potestativa de hasta el 75 por 100 en función de la clase de carburante que consuma el vehículo, en razón a la incidencia de la combustión de dicho carburante en el medio ambiente.

Bonificación de hasta el 75 por 100 en función de las características de los motores de los vehículos y su incidencia en el medio ambiente.

En el *Impuesto sobre Bienes Inmuebles*:

Bonificación potestativa de hasta el 50 por 100 de la cuota íntegra del impuesto para los bienes inmuebles en los que se hayan instalado sistemas para el aprovechamiento térmico o eléctrico de la energía proveniente del sol. La aplicación de esta bonificación estará condicionada a que las instalaciones para producción de calor incluyan colectores que dispongan de la correspondiente homologación por la Administración competente.

En el *Impuesto de Actividades Económicas*:

Bonificación de hasta el 50 por 100 de la cuota correspondiente para los sujetos pasivos que tributen por cuota municipal y que utilicen o produzcan energía a partir de instalaciones para el aprovechamiento de energías renovables o sistemas de cogeneración; realicen sus actividades industriales, desde el inicio de su actividad o por traslado posterior, en locales o instalaciones alejadas de las zonas más pobla-

⁵⁷ PALAO TABOADA, C., Prólogo a HERRERA MOLINA, P.M., Derecho tributario Ambiental, Marcial Pons, Madrid, 2000, p. XXIX.

⁵⁸ Vid. BOKOBO MOICHE, S., *Gravámenes e incentivos fiscales medioambientales*, Civitas, Madrid, 2000, pp. 93 y ss.

das del término municipal; establezcan un plan de transporte para sus trabajadores que tenga por objeto reducir el consumo de energía y las emisiones causadas por el desplazamiento al lugar del puesto de trabajo y fomentar el empleo de los medios de transporte más eficientes, como el transporte colectivo o el compartido.

En el *Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras*:

Bonificación de hasta el 95 por 100 a favor de las construcciones, instalaciones u obras en las que se incorporen sistemas para el aprovechamiento térmico o eléctrico de la energía solar. La aplicación de esta bonificación estará condicionada a que las instalaciones para producción de calor incluyan colectores que dispongan de la correspondiente homologación de la Administración competente.

Respecto a la naturaleza de estas medidas fiscales, es preciso distinguir entre meras técnicas desgravatorias y beneficios fiscales. Las primeras son un puro reflejo del objeto imponible delimitado por el legislador, a diferencia de los *beneficios fiscales* que constituyen una excepción al régimen ordinario del tributo, un tratamiento más favorable para determinados supuestos de hecho, con principios propios basados en *funciones de promoción*⁵⁹. De manera que el incentivo fiscal, instrumentado en cualesquiera modos jurídicamente posibles, supone un “estímulo que en relación con una determinada conducta puede provocar el reconocimiento de un *beneficio fiscal*”⁶⁰. Así, la introducción de beneficios fiscales a la carga tributaria de las figuras impositivas en tanto se adopta un comportamiento proclive a la protección medioambiental, posiblemente lleva consigo una función de promoción, pero a costa de una reducción recaudatoria que sería asumida por el conjunto de los ciudadanos⁶¹.

Pues bien, el fundamento de estas bonificaciones fiscales no se encuentra en el principio de capacidad económica, ni tampoco en el principio “quien contamina paga”, sino en el principio ambiental que impone a los poderes públicos adoptar medidas encaminadas a defender y restaurar el medio apoyándose en la indispensable solidaridad colectiva⁶². En concreto, el mismo autor ha mantenido que “la solidaridad

⁵⁹ FICHERA, F., *Le agevolazioni fiscali*, Cedam, Padova, 1992, p. 56.

⁶⁰ SOLER ROCH, M.T., *Incentivos a la inversión y justicia tributaria*, Civitas, Madrid, 1983, p. 49.

⁶¹ Vid. HERRERA MOLINA, P.M., en *La protección fiscal del medio ambiente. Aspectos económicos y jurídicos*, (Dir. Yábar Sterling, A.) Marcial Pons, 2002, p. 289.

⁶² Aunque también puede predicarse del conjunto de las medidas impositivas este

del comportamiento estriba en el hecho de que la inversión en favorecer el medio constituye un esfuerzo económico del contribuyente que sólo se financia parcialmente por la sociedad. De ahí que su incentivo y reconocimiento esté auspiciado por el principio ambiental⁶³.

No obstante, la actual configuración de las bonificaciones no está exenta de crítica, en razón de la más aparente que efectiva incidencia medioambiental que puede predicarse de las mismas, habida cuenta que las bonificaciones establecidas son de adopción meramente potestativa por los Entes locales. Fijémonos en la amplitud de los términos en la habilitación legal del art. 95.6 TRLRHL, con respecto a bonificación en el IVTM, en donde se señala que “Las ordenanzas fiscales *podrán regular*, (...) las siguientes bonificaciones”. En este sentido, GARCÍA CALVENTE Y PLAZA VÁZQUEZ han señalado que un intento por hacer efectiva la aplicación práctica de medidas medioambientales en los impuestos locales sería establecer la obligatoriedad en las bonificaciones de esta finalidad, sin perjuicio de garantizar un ámbito de autonomía tributaria a los Ayuntamientos que pudieran manifestar su mayor o menor implicación con el compromiso medioambiental a través de la regulación del tipo concreto a aplicar en cada Entidad local dentro de una horquilla de mínimos y máximos⁶⁴.

A estos efectos, debe recordarse que los incentivos fiscales son compatibles con el principio de capacidad económica desde el momento en que se integran con los objetivos constitucionales de política económica y social⁶⁵. Ahora bien, la credibilidad de tal conexión no es meramente intrínseca. En otras palabras, los beneficios fiscales no se

principio de solidaridad colectiva, como fundamento diferenciador de las normas fiscales y las normas administrativas o penales de carácter sancionador que actúan en materia medioambiental, MENÉNDEZ MORENO, A., “Los tributos como instrumentos de protección medioambiental: naturaleza jurídica y clasificación”, en *Tratado de Tributación medioambiental*, (Dir. Becker, F. Cazorla, L.M., Martínez-Simancas, J.), Vol. I, Thomson-Aranzadi, Cizur Menor (Navarra), 2008, págs. 392-393.

⁶³ BORRERO MORO, C.J., “Un sueño frustrado (La tributación estatal pretendidamente ambiental sobre la energía)”, QF nº 3-4/2007, p. 65.

⁶⁴ GARCÍA CALVENTE, Y., PLAZA VÁZQUEZ, A.L., *Tributación del automóvil y otros medios de transporte* (Coord. PLAZA VÁZQUEZ, A.L.), Aranzadi, Cizur Menor (Navarra), 2005, p. 251. Ya se ha apuntado que tras cinco años de la inclusión de este incentivo fiscal, esta medida no ha producido los resultados esperados en relación con el fin de protección del medio ambiente, CHICO DE LA CÁMARA, P., HERRERA MOLINA, P.M., “El Impuesto sobre Vehículos...”, op. cit., p. 25.

⁶⁵ Sobre el fundamento de los beneficios tributarios, CASAS AGUDO, D., “Aproximación a la categoría jurídico-económica del beneficio tributario”, *Estudios sobre los beneficios fiscales en el sistema tributario español* (coord. Sánchez Galiana, J.A.), Marcial Pons, Madrid, 2008, pp. 38-39.

justifican por el mero hecho de perseguir objetivos razonables en el ámbito económico, del urbanismo o política social o medioambiental, sino que el legislador está obligado a ponderar hasta qué punto tales fines justifican que decaiga el principio de igualdad en el sostenimiento de las cargas públicas. Desde esta perspectiva, no parecen generarse inconvenientes para aceptar la desigualdad de tratamiento que conllevan las bonificaciones fiscales de los impuestos locales que se encuentra, a nuestro juicio, completamente justificada por motivos de incentivar conductas proclives a la protección medioambiental.

La profundización en un perfil medioambiental del IVTM se sostiene sobre la estrecha relación del objeto imponible del vehículo y su uso como causa desencadenante de las emisiones contaminantes de carácter directo. En este sentido, la Propuesta de Directiva aboca a una internalización de los costes medioambientales a través de la gradación en los tipos impositivos del IVTM con una tarifa formada por cuatro epígrafes sobre el criterio de la cantidad de las emisiones oficiales de CO₂ según las características técnicas de cada vehículo, al modo en que se ha llevado a cabo en el ámbito del IEDMT a partir de los 120 g/km recorrido. De manera que ello equivale a introducir un cambio de perspectiva esencial desde la bonificación a la tarificación de las emisiones producidas por los vehículos, esto es, supone hacer depender un elemento patrimonial del vehículo de su auténtica incidencia medioambiental y el efecto que su uso comporta. En efecto, pensamos que el mantenimiento de la estructura actual del IVTM debería, asimismo, compatibilizar criterios de capacidad económica y de afectación medioambiental.

Ahora bien, una modificación de los tipos impositivos obligaría a replantearse la existencia y la finalidad de las bonificaciones tributarias actualmente establecidas, ya que la clase de carburante y las características de los motores de los vehículos sería tenida en cuenta a través de la tarifa, con excepción de los fines de incentivación de determinados carburantes aún no demasiado extendidos como los biocarburantes, para favorecer su uso de forma prioritaria. Un motivo similar podemos alegar con respecto a los vehículos eléctricos, de forma que convendría establecer un beneficio fiscal potestativo para estos vehículos donde pudiesen las Entidades Locales manifestar su grado de implicación con el medioambiente, con el fin de apostar por su implantación en el mercado, al menos, durante un período inicial hasta que su uso fuese más significativo⁶⁶.

⁶⁶Nótese que las autoridades estatales y el sector empresarial implicado elaborar-

V. LA POLÍTICA SOBRE BIOCARBURANTES

Las medidas adoptadas en los Estados miembros de la Unión Europea se ven alentadas por el objetivo establecido en la Directiva 2009/28/CE, sobre energías renovables⁶⁷, que obliga a los Estados miembros a alcanzar una cuota de energía renovable en el transporte del 10% en 2020 (art. 3.4). La Comisión europea muestra su convencimiento acerca de que la sustitución de parte de la gasolina o el gasóleo con biocarburantes es una de las formas más sencillas para reducir las emisiones de CO₂ en el sector del transporte, especialmente, porque las ventajas medioambientales de estos productos energéticos pueden ser aplicadas al conjunto de vehículos⁶⁸. Pues bien, la mayoría de los países han optado por dos sistemas de promoción de los biocarburantes: uno, articulando beneficios fiscales en los impuestos energéticos; dos, estableciendo obligaciones de comercializar carburantes.

Respecto a las obligaciones de comercialización de biocarburantes, el art. 2 letra l) de la Directiva 2009/28/CE definía como “obligaciones de utilizar energías renovables” como “un sistema nacional de apoyo que obliga a los productores de energía a incluir un determinado porcentaje de energía procedente de fuentes renovables en su producción, a los proveedores de energía a incluir un determinado porcentaje de energía procedente de fuentes renovables en su oferta o a los consumidores de energía a utilizar un determinado porcentaje de energía procedente de fuentes renovables”. En esta línea, España había establecido objetivos individuales para cada tipo de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte en la Disposición Adicional 16ª de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos. Si bien en 2011 se hacía explícita la necesidad de incrementar el esfuerzo de introducción de biodiesel en carburantes elevando los objetivos hasta el 7% mediante Real Decreto 459/2011, de 1 de abril, en cambio en febrero de 2013 se revisa a la baja la cuota obligatoria mínima de 2013 de venta o consumo de biocarburantes -tanto el objetivo

on un documento “Memorándum para el impulso del vehículo eléctrico en España de 18 de noviembre de 2009” <http://www.mityc.es/es-ES/Novedades/Documents/MOUvehiculo_electrico.pdf>, que recoge las principales líneas de actuación en esta materia.

⁶⁷ Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.

⁶⁸ Vid. Comisión Europea, Libro Blanco: Hoja de ruta hacia un espacio único europeo de transporte: por una política de transportes competitiva y sostenible, COM (2011)9, 144 final.

global (4,1%) como los objetivos individuales (biodiesel y bioetanol, 4,1% y 3,9%, respectivamente).

Por otro lado, los beneficios fiscales para los biocarburantes aparecen regulados en el artículo 16 de la vigente Directiva 2003/96/CE. Esta Directiva supuso, en el momento de su adopción, el establecimiento de unos niveles mínimos de imposición⁶⁹ de productos energéticos y de la electricidad y la obligatoriedad de someter a tributación el consumo de todos los productos de la energía para garantizar un nivel mínimo de tributación, aunque admitiendo la posibilidad de exenciones y reducciones siempre y cuando no se perjudique el buen funcionamiento del mercado común, optando por un modelo de difícil equilibrio entre garantizar un nivel homogéneo de tributación y no perjudicar la competencia⁷⁰.

En España la posibilidad del art. 16 de la Directiva se plasmó en el art. 50 bis de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales, que preveía la aplicación de un tipo especial de cero euros por 1000 litros en el impuesto sobre los hidrocarburos para los biocarburantes (bioetanol, biometanol y biodiesel) hasta el 31 de diciembre de 2012. Tras sucesivas modificaciones, la Disposición final 20.3 de la Ley 2/2012, de 29 de junio, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013, ofrece nueva redacción con el propósito, como hemos señalado, de integrar el IVMDH en el Impuesto sobre Hidrocarburos que, en la práctica, ha supuesto el fin de la aplicación del tipo cero para los biocarburantes. Esta circunstancia ha afectado inevitablemente al precio de venta al público del gasóleo y la gasolina con los que mezclan. Así pues, la sostenibilidad financiera ha influido decisivamente en que a partir del uno de enero de 2013 deje de aplicarse el tipo cero previsto en el Impuesto sobre Hidrocarburos para los biocarburantes, pasando estos productos a tributar al tipo previsto para la gasolina o el gasóleo.

Desde luego, esta línea parece también fundar la revisión de la Directiva 2003/96/CE, que podría justificarse para algunos en la voluntad de suprimir la opción de los Estados miembros para establecer una exención o reducción de impuestos en el caso de los biocarburantes⁷¹.

⁶⁹ El nivel mínimo se define como “*la carga total que representa la acumulación de todos los impuestos indirectos (a excepción del IVA) calculada directa o indirectamente sobre la cantidad de productos energéticos o de la electricidad en el momento de su puesta a consumo*” (artículo 4.2 de la Directiva 2003/96).

⁷⁰ Sobre esta cuestión, PATÓN GARCÍA, G., “Tendencias y perspectivas en la fiscalidad medioambiental de la Unión Europea”, *Noticias de la Unión Europea*, N° 281/2008, pp. 39 a 53.

⁷¹ Vid. ANTÓN ANTÓN, A., “Sistemas de apoyo a los biocarburantes y aumento

Así, esta Directiva se halla en estos momentos en fase de revisión, mediante una Propuesta de la Comisión⁷², en la que se hace explícito el problema advertido en relación con la inexistencia de jerarquía alguna en los comportamientos necesarios para reducir las emisiones contaminantes de los productos y promover la eficiencia energética⁷³. La Comisión Europea propone un cambio fundamental en la forma de instrumentar el beneficio fiscal a favor de los biocarburantes. En ausencia de estos beneficios fiscales, la norma general es que se gravarán con el mismo tipo impositivo (expresado en euros por 1.000 litros) que fuera aplicable al carburante de automoción equivalente. Este tratamiento fiscal representa una desventaja clara para los biocarburantes dado que, a igualdad de volumen, son menores la capacidad energética y las emisiones de CO₂ de los biocarburantes respecto a los carburantes convencionales a los que sustituyen⁷⁴. En consecuencia, una fiscalidad igual expresada en unidades de volumen constituye una fiscalidad superior atendiendo a los criterios de emisiones y energía⁷⁵. Cada tonelada de CO₂ emitido por un biocarburante tributará al mismo tipo impositivo que la emitida por el carburante convencional, e igual ocurrirá con cada gigajulio de capacidad energética. Como señala VILLAR EZCURRA, “aun suponiendo un paso adelante muy significativo, no puede la mera revisión de la Directiva presentarse de forma aislada del resto de medidas tributarias nacionales a la energía si se quiere garantizar verdaderamente la efectividad ambiental”⁷⁶.

del precio de los carburantes en España: entre la consolidación fiscal y el desarrollo de las energías renovables”, *Hacia la consolidación fiscal. Propuestas para la sostenibilidad del Estado del bienestar* (Dir. Rozas Valdés, J.A.), Thomson Reuters-Aranzadi, 2013, p. 189.

⁷² Vid. Propuesta de Directiva modificando la Directiva 2003/96/CE que reestructura el marco comunitario de la tributación de los productos energéticos y de la electricidad, de 13 de abril de 2011 (COM (2011) 169 final 2011/0092 (CNS)).

⁷³ VILLAR EZCURRA, M., “Fiscalidad y Medio Ambiente: Hacia una imposición ambiental a la energía” en *La recepción del Derecho de la Unión Europea en España. Derechos, Mercado único y armonización fiscal en Europa, Liber Amicorum* Antonio Martínez Lafuente, Wolters Kluwer, 2013, p. 374.

⁷⁴ En un intento de aunar la sostenibilidad ambiental y financiera, ANTON ANTON, A. defiende la opción de una exención parcial –no total, que podría convivir perfectamente con la obligación de comercialización vigente de los biocarburantes, de forma que la aplicación de un tipo reducido para estos productos no afectase en exceso la recaudación vinculada al Impuesto sobre Hidrocarburos, observándose posibles beneficios en el apoyo al control del precio final de los carburantes, así como en el eventual mantenimiento de la obligación anual de comercialización de biocarburantes, “Sistemas de apoyo a los biocarburantes...”, op .cit., p. 190.

⁷⁵ Vid. CORNEJO PÉREZ, A., “Algunas reflexiones sobre fiscalidad de la energía y sostenibilidad”, *Estudios financieros. Revista de contabilidad y tributación*, N° 345/2011, pp. 111-132.

⁷⁶ VILLAR EZCURRA, M., “Fiscalidad y Medio Ambiente...”, op. cit., p. 375.

BIBLIOGRAFÍA

- ADAME MARTÍNEZ, F.D., “Nuevos tributos ambientales: el Impuesto sobre el daño medioambiental causado por determinados usos y aprovechamientos del agua embalsada y canon eólico de Galicia”. Noticias de la Unión Europea, n° 308/2010.
- ANTÓN ANTÓN, A., “Sistemas de apoyo a los biocarburantes y aumento del precio de los carburantes en España: entre la consolidación fiscal y el desarrollo de las energías renovables”, Hacia la consolidación fiscal. Propuestas para la sostenibilidad del Estado del bienestar (Dir. Rozas Valdés, J.A.), Thomson Reuters-Aranzadi, 2013.
- BOKOBO MOICHE, S., Gravámenes e incentivos fiscales medioambientales, Civitas, Madrid, 2000.
- BORRERO MORO, C.J., “Un sueño frustrado (La tributación estatal pretendidamente ambiental sobre la energía)”, QF n° 3-4/2007.
- BUÑUEL GONZÁLEZ, M., “El precio de la electricidad y la política de cambio climático: ¿Qué papel puede jugar un impuesto sobre el carbono en España?”, Estudios de Economía Aplicada, Vol. 29-2/2011.
- CANOSA USERA, R., “La incorporación de intereses ambientales en los ordenamientos jurídicos”, en La protección fiscal del medio ambiente. Aspectos económicos y jurídicos, (Dir. Yabar Sterling, A.), Marcial Pons, Madrid, 2002.
- CAÑAL GARCÍA, F., “Energías renovables y tributos propios de Cataluña”, NUE n° 308/2010.
- CASAS AGUDO, D., “Aproximación a la categoría jurídico-económica del beneficio tributario”, Estudios sobre los beneficios fiscales en el sistema tributario español (coord. Sánchez Galiana, J.A.), Marcial Pons, Madrid, 2008.
- CHICO DE LA CÁMARA, P., HERRERA MOLINA, P.M., “El Impuesto sobre Vehículos...”, op. cit., p. 25.
- Comisión Europea, Libro Blanco: Hoja de ruta hacia un espacio único europeo de transporte: por una política de transportes competitiva y sostenible, COM (2011)9, 144 final.
- Communication from the Commission to the European Parliament and the Council. Renewable Energy: Progressing towards the 2020 target. COM/2011/0031 final.
- Comunicación de la Comisión de 7 de diciembre de 2005, sobre El apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables, COM (2005) 627 final.
- Comunicación de la Comisión, de 26 de noviembre de 1997, “Energía para el futuro: fuentes de energía renovables – Libro Blanco para una estrategia y un plan de acción comunitarios” [COM (1997) 599 FINAL], no publicada en el Diario Oficial.

- CORNEJO PÉREZ, A., “Algunas reflexiones sobre fiscalidad de la energía y sostenibilidad”, *Estudios financieros. Revista de contabilidad y tributación*, N° 345/2011.
- DELGADO PIQUERAS, F., “El régimen de aprovechamiento de la energía eólica en Castilla-La Mancha”. *Medio Ambiente y Derecho. Revista electrónica de Derecho ambiental*, núm. 21, 2010, <<http://vlex.com/vid/aprovechamiento-energia-eolica-castilla-mancha-212795377>>.
- Dictamen del Comité Económico y Social Europeo sobre “El impacto de la crisis en la capacidad de las empresas europeas para realizar inversiones en favor del clima” (Dictamen exploratorio), (2012/C 24/02), DOCE 28 de enero de 2012.
- FERNÁNDEZ LÓPEZ, R.I., “Un nuevo enfoque de la tributación ambiental: la fiscalidad específica sobre las fuentes de energía renovables”, QF n° 22/2010, BIB 2010/2495.
- FICHERA, F., *Le agevolazioni fiscali*, Cedam, Padova, 1992.
- GARCÍA CALVENTE, Y., PLAZA VÁZQUEZ, A.L., *Tributación del automóvil y otros medios de transporte* (Coord. PLAZA VÁZQUEZ, A.L.), Aranzadi, Cizur Menor (Navarra), 2005.
- GARCÍA CARACUEL, M., “La producción de energías renovables, actividad objeto de gravamen en el ámbito local. El modelo francés”, *Nueva Fiscalidad* n° 5/2011.
- GARCÍA DE PABLOS, J.F., “El canon eólico...”, op. cit., pp. 5-6.
- GARCÍA NOVOA, C., “El canon eólico de la comunidad Autónoma de Galicia”, *Nueva Fiscalidad* n° 2/2010.
- HERRERA MOLINA, P., CHICO DE LA CÁMARA, P., GRAU RUIZ, M.A., “Tributos sobre el riesgo. (Especial referencia al sector energético)”. AA.VV. *Estudios sobre fiscalidad de la energía y desarrollo sostenible*, IEF, Madrid, 2006.
- HERRERA MOLINA, P.M., en *La protección fiscal del medio ambiente. Aspectos económicos y jurídicos*, (Dir. Yábar Sterling, A.) Marcial Pons, 2002.
- Informe sobre el sector energético español. Introducción, resumen ejecutivo, anexos y votos particulares de la Comisión Nacional de Energía de 9 de marzo de 2012: <http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/20120309_PI_DEFICIT_ELECTRICO.pdf>.
- Memorándum para el impulso del vehículo eléctrico en España de 18 de noviembre de 2009, <http://www.mityc.es/es-ES/Novedades/Documents/MOUvehiculo_electrico.pdf>.
- LUCHENA MOZO, G.M., “El canon eólico de Castilla-La Mancha”, *Fiscalidad y energías renovables* (Dir. Lucas Durán, M.), Thomson-Aranzadi, 2013.
- LUCHENA MOZO, G.M., “La imposición autonómica ambiental sobre las energías renovables: el nuevo canon eólico de Castilla-La Mancha”, *Documentos IEF*, n° 2/2012.

- LUCHENA MOZO, G. M., PATÓN GARCÍA, G., “Las líneas actuales de gravamen en la tributación medioambiental”, *Quincena Fiscal*, nº 18/2005.
- LUCHENA MOZO, G.M., PATÓN GARCÍA, G., “Renewable resources taxation in EU” en *Market Instruments and Sustainable Economy* (Dir. Yábar Sterling, A., Herrera Molina, P.M., Rodríguez Márquez, J., Bilbao Estrada, I., Eserverri Martínez, E.), Instituto de Estudios Fiscales-Instituto Universitario de Ciencias Ambientales, Madrid, 2012.
- MARTÍNEZ CÓRCOLES, F., “Las energías nuclear y renovables en “la cesta” del suministro energético”, *Economía industrial*, Nº 369/ 2008 (Ejemplar dedicado a: 50 Aniversario de la Agencia de la Energía Nuclear de la OCDE).
- MENÉNDEZ MORENO, A., “Los tributos como instrumentos de protección medioambiental: naturaleza jurídica y clasificación”, en *Tratado de Tributación medioambiental*, (Dir. Becker, F. Cazorla, L.M., Martínez-Simancas, J.), Vol. I, Thomson-Aranzadi, Cizur Menor (Navarra), 2008.
- PALAO TABOADA, C., Prólogo a HERRERA MOLINA, P.M., *Derecho tributario Ambiental*, Marcial Pons, Madrid, 2000.
- PATÓN GARCÍA, G., “Hacia un modelo de impuesto ambiental. Las reformas pactadas y la creación de nuevos tributos”, *Nueva Fiscalidad* nº 7/2006.
- PATÓN GARCÍA, G., “Tendencias y perspectivas en la fiscalidad medioambiental de la Unión Europea”, *Noticias de la Unión Europea*, Nº 281/2008.
- PATÓN GARCÍA, G., “Tributos castellanomanchegos y energías renovables: la imposición sobre la energía nuclear y la protección del entorno natural” en *Fiscalidad y energías renovables* (Dir. Lucas Durán, M.), Thomson Reuters-Aranzadi, 2013.
- PATÓN GARCÍA, G., “La inconstitucionalidad del Impuesto castellanomanchego sobre la producción termonuclear de la energía eléctrica y residuos radioactivos: comentario a propósito de la STC 196/2012, de 31 de octubre, *Quincena Fiscal Aranzadi* nº 17/2013, BIB 2013\1977.
- Plan de Energías Renovables 2011-2020, de 11 de noviembre de 2011: <http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_11227_PER_2011-2020_def_93c624ab.pdf>.
- Propuesta de Decisión del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al Programa General de Medio Ambiente de la Unión hasta 2020, “Vivir bien, respetando los límites de nuestro planeta”, {SWD (2012) 397 final}, {SWD (2012) 398 final}, p. 16 COM(2012) 710 final. Vid. También COM(2011) 144 (DO C 140 de 11.5.2011).
- Recomendación del Consejo encaminada a poner fin a la situación de déficit público excesivo de España, {SWD(2013) 383 final}, COM(2013) 383 final, 29.5.2013.
- RUBIO DE URQUÍA, J.I., “Comentario a la Ley 9/2011, de Castilla-La Mancha”, *Carta Tributaria*, nº 11/2011.

- RUIZ ALMENDRAL, V., ZORNOZA PÉREZ, J. “El Impuesto sobre Grandes Establecimientos Comerciales. Análisis constitucional”, Nueva Fiscalidad, nº 10/2004.
- SARTORIO ALBALAT, S. CASANELLAS CHUECOS, M., “La tributación autonómica del agua: cánones de saneamiento y cánones del agua”, en Tributos, aguas e infraestructuras (Coords. Alonso González, L.M., Taveira Torres, H.), Atelier, 2012.
- SOLER ROCH, M.T., Incentivos a la inversión y justicia tributaria, Civitas, Madrid, 1983.
- VAQUERA GARCÍA, A., Fiscalidad y medio ambiente, Lex Nova, Valladolid, 1999.
- VILLAR EZCURRA, M., “Fiscalidad y Medio Ambiente: Hacia una imposición ambiental a la energía” en La recepción del Derecho de la Unión Europea en España. Derechos, Mercado único y armonización fiscal en Europa, Liber Amicorum Antonio Martínez Lafuente, Wolters Kluwer, 2013.

(Página deixada propositadamente em branco)

DIREITO DA ENERGIA E DESENVOLVIMENTO: ESTUDO DE CASO DO BRASIL

*Marilda Rosado de Sá Ribeiro*¹

Professora Associada de Direito Internacional Privado da Faculdade de
Direito da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ).

*Emília Lana de Freitas Castro*²

Professora Substituta de Direito Internacional Privado da Faculdade de
Direito da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ).

I. INTRODUÇÃO

É com elevada estima que apresentamos o presente trabalho para compor obra coletiva que transparece a parceria entre Brasil, Espanha e Portugal no campo do Direito da Energia.

O Direito da Energia enfrenta, hoje, limites políticos, ambientais e sociológicos, o que acaba causando orientação diferente no que diz respeito ao modo de relacionamento da sociedade com os recursos naturais. É necessária, portanto, a readaptação de políticas públicas e da estrutura regulatória do Estado para que seja possível a utilização das fontes de energia, de forma a promover a otimização econômica

¹ Doutora em Direito Internacional pela Universidade de São Paulo (USP). Mestre em Filosofia do Direito (PUC/RJ). Membro da *Association of International Petroleum Negotiators*. Editora Chefe da Revista Brasileira de Direito do Petróleo, Gás e Energia. Advogada.

² Mestranda em Direito Internacional pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ). Membro da Associação de Juristas Alemanha-Brasil e da *Association of International Petroleum Negotiators*. Editora Associada da Revista Brasileira de Direito do Petróleo, Gás e Energia. Advogada.

e, principalmente, o desenvolvimento das regiões nas quais as matrizes energéticas são exploradas.

Atenta-se, dessa maneira, ao aspecto internacional no qual a exploração de tais matrizes estão inseridas: o Brasil é visto pelos investidores estrangeiros como um dos principais líderes energéticos do mundo. O país, hoje, atende quase 50% de sua demanda de energia através de fontes renováveis, tendo hoje 15,3GW de capacidade instalada só de energia limpa. O número coloca o Brasil no *ranking* dos dez países mais eficientes no setor³. Não é de se surpreender que o setor energético brasileiro tenda a crescer nos próximos anos: em um setor que é extremamente vulnerável a intervenções estatais ou a outras autoridades locais, criando um notável risco político para o investidor⁴, o Brasil representa não só um dos principais destinos de investimentos estrangeiros no mundo, como também transparece uma economia fortalecida e um ambiente político estável.

Considerando os referidos riscos, este trabalho focaliza a promoção do desenvolvimento no setor energético brasileiro. Com foco na indústria do petróleo e gás, aborda-se, em um primeiro momento, a questão da soberania permanente sobre os recursos naturais. Em seguida, é traçado um panorama do Direito ao Desenvolvimento, especialmente no plano internacional, para que, ao fim, seja possível, sob o contexto da Novíssima Ordem Mundial, evidenciar-se, no âmbito das operações de exploração e produção de petróleo e gás natural, a preocupação relativa às garantias que dizem respeito à promoção do desenvolvimento sustentável.

Nesse sentido, com vistas a harmonizar a discussão acerca do desenvolvimento sustentável com os elementos que estão inseridos na indústria do petróleo, é apresentado estudo de caso brasileiro. São expostos aspectos econômicos e regulatórios referentes à exploração, por parte das empresas independentes, dos campos de petróleo e gás inativos com acumulações marginais, permitindo uma abordagem mais acurada da aplicação do Direito ao Desenvolvimento na produção e exploração da principal matriz energética brasileira.

³ERNST & YOUNG. *Capturing the momentum: Ernst & Young's 2012 attractiveness survey - Brazil*. Disponível em: <[http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Capturing_the_momentum_Brazil/\\$FILE/Capturing_the_momentum_Brazil.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Capturing_the_momentum_Brazil/$FILE/Capturing_the_momentum_Brazil.pdf)>, p. 18. Acesso em 29 de setembro de 2013.

⁴CAMERON, D. Peter. *International Energy Investment Law: The Pursuit of Stability*. Nova Iorque, Oxford University Press, 2010, p. xlvii.

II. SOBERANIA PERMANENTE SOBRE OS RECURSOS NATURAIS

Para que se possa analisar do Direito ao Desenvolvimento sob o prisma do Direito da Energia, é conveniente a abordagem preliminar do conceito de soberania sobre os recursos naturais.

O direito dos povos à autodeterminação e à soberania permanente sobre os seus recursos naturais é um dos fundamentos básicos do novo Direito Internacional⁵. O direito dos Estados de escolherem o seu sistema econômico livremente é a emanação mais direta e não controvertida do princípio da igualdade soberana dos Estados, no campo econômico. Registre-se que a questão dos limites impostos pelo Direito Internacional aos Estados, com relação aos interesses econômicos no âmbito da sua jurisdição territorial, alimentou muita controvérsia e litígio entre os países exportadores e importadores de capital. As teorias tradicionais de proteção diplomática e responsabilidade do Estado passaram a ser confrontadas, na segunda metade do século XX, com o princípio da soberania permanente sobre os recursos naturais, riqueza e atividades econômicas⁶.

O conceito de soberania tem variado muito ao longo dos séculos, desde a sua origem no período medieval, em torno do século XIII, quando tiveram início as lutas entre os senhores feudais e a realeza, os reis e o imperador, e entre este e o papado⁷. A soberania surgiu porque os órgãos do Estado precisavam assegurar a tranquilidade política e se proteger contra os inimigos externos⁸. Jean Bodin foi quem a formulou pela primeira vez em termos modernos, na sua obra *Os Seis Livros da República* (1576), definindo-a como o “poder absoluto e perpétuo”, mas que teria, acima de si, o direito natural e o direito das gentes⁹.

No colonialismo do final do século XIX, tivemos um momento de ruptura total desse conceito, quando ocorreu a invasão e a colonização dos países africanos e asiáticos. No seu auge, o colonialismo produziu uma mistura de sociedades com desrespeito às suas religiões

⁵ BUJALIC, Milan, *Principles of international development law*, Dordrecht: Martinus Nijhoff, 1986, p. 245.

⁶ BUJALIC, Milan, *Principles of international development law*, Dordrecht: Martinus Nijhoff, 1986, p. 246-247.

⁷ MELLO, Celso D. de Albuquerque, *Curso de Direito Internacional Público*, 10. ed. Rio de Janeiro: Renovar, 1994, 2v, v. 1, p. 313.

⁸ MELLO, Celso D. de Albuquerque, *Curso de Direito Internacional Público*, 10. ed. Rio de Janeiro: Renovar, 1994, 2v, v. 1, p. 313.

⁹ MELLO, Celso D. de Albuquerque, *Curso de Direito Internacional Público*, 10. ed. Rio de Janeiro: Renovar, 1994, 2v, v. 1, p. 313.

e lutas internas, criando nações que pareciam ser capazes de se manter unidas unicamente pelo uso da força¹⁰.

Por conseguinte, os países que foram se tornando independentes passaram a dar enorme importância ao conceito de soberania, como uma forma de autoafirmação e de busca de uma “nova ordem mundial”. Na maior parte desses países, a ideia de soberania representava a permanência no poder de antigos chefes locais, que já tinham se beneficiado da própria colonização. Kiplagat salienta o erro que representou esse excessivo apego à ideia de soberania porque se “os novos países quisessem realmente se libertar do domínio econômico e político dos países desenvolvidos, deveriam ter estabelecido laços de comércio e apoio mútuo”¹¹.

Em um mundo controlado pelo Banco Mundial, pelo Fundo Monetário Internacional (FMI), pelo Grupo dos Sete (G-7) e por transnacionais, os países em desenvolvimento passaram a sentir certa impotência, alimentando o ideal de integração. Nasce, então, o Grupo dos Vinte (G-20)¹², que sucede o G-7, criado em resposta à crise financeira de 2008-2009 e ao crescente reconhecimento de que os principais países emergentes não foram adequadamente incluídos no núcleo do debate econômico global e da governança. Em 2009, o BRICS¹³ - formado por países em desenvolvimento ou recentemente industrializados, que se distinguem pelo grande e rápido crescimento das economias e pela influência significativa nos assuntos regionais e globais

¹⁰ KIPLAGAT, P. Kenneth, An Institutional and Structural Model for Successful Economic Integration in Developing Countries, *Texas International Law Journal*, Austin, Texas, v. 99, n. 1, pp. 38-68, Winter 1994, p. 42.

¹¹ KIPLAGAT, P. Kenneth, An Institutional and Structural Model for Successful Economic Integration in Developing Countries, *Texas International Law Journal*, Austin, Texas, v. 99, n. 1, pp. 38-68, Winter 1994, p. 43.

¹² Formado pelas 20 maiores economias: 19 países (Argentina, Austrália, Alemanha, Arábia Saudita, África do Sul, Brasil, Canadá, China, Coreia do Sul, Estados Unidos, França, Índia, Indonésia, Itália, Rússia, Japão, México, Reino Unido, Turquia, e mais a União Europeia, que é representada pelo Presidente do Conselho Europeu pelo Banco Central Europeu. Coletivamente, as economias do G-20 representam mais de 80 por cento do produto interno bruto mundial (GWP), 80% do comércio mundial e dois terços da população. Além disso representam 84,1% e 82,2% do crescimento econômico do mundo por PIB nominal e o PIB (PPP) respectivamente nos anos de 2010 a 2016, de acordo com o FMI.

¹³ Os países do BRICS têm consciência de reunir uma população total de cerca de 3 bilhões de pessoas em continentes diversos. In CATALANO, Pierangelo, BRICS e grandes espaços: Brasil-Rússia, In Comissão de Pós Graduação de Direito da USP. *Cadernos de Pós-Graduação em Direito: estudos e documentos de trabalho – Seminário Internacional de Pós Graduação Brasil-Rússia; BRICS, energia, cooperação bilateral e ação multilateral*, São Paulo, nº 22, 2013, p. 22.

- reúne o Brasil, a Rússia, a Índia e a China. Em 2010, a África do Sul juntou-se ao grupo¹⁴.

Celso Mello observa que a noção de soberania é eminentemente histórica, no sentido de que a sua interpretação tem variado no tempo e no espaço¹⁵. A soberania é encarada atualmente no seu sentido relativo, isto é, como um feixe de competências que os Estados possuem, mas outorgado e limitado pela ordem internacional¹⁶.

A evolução na doutrina internacional levou alguns Estados a considerarem a regra da soberania permanente como uma norma peremptória de Direito Internacional. Efetivamente, esta é considerada por Brownlie como uma das “regras candidatas” a ter o *status* especial de *jus cogens*¹⁷. Principalmente no caso do petróleo, que constitui uma mistura de hidrocarbonetos em estado líquido em constante movimento, são encontradas dificuldades quando da percepção da violação da integridade territorial em razão da exploração, por outro Estado, de um depósito de recursos naturais em comum. Tais dificuldades “reclamam prudência e estimulam, porventura, a inércia dos Estados na exploração de depósitos comuns¹⁸”. Dessa forma, a doutrina portuguesa¹⁹ chama a atenção para o fato de que os Estados gozam do direito à soberania permanente sobre os recursos naturais transfronteiriços, de tal maneira que a soberania econômica do Estado depende da faculdade que eles possuem de fazer uso e de explorar as suas próprias riquezas.

A gênese da doutrina da soberania permanente sobre os recursos naturais é encontrada nas discussões preliminares sobre os direitos

¹⁴ A perspectiva dos BRICS pode ser considerada como uma inovação relevante, “para que o mundo se alinhe por princípios, de respeito mútuo, e de equilíbrio de interesses nas trocas comerciais, diversamente do que historicamente pautou e, todavia, em considerável e ominosa medida, ainda pauta o conjunto das relações internacionais e das trocas comerciais entre os estados”. In CASELLA, Paulo Borba, *BRIC: Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul: uma perspectiva de cooperação internacional*. São Paulo: Atlas, 2011, p. 9.

¹⁵ MELLO, Celso D. de Albuquerque, *Curso de Direito Internacional Público*, 10. ed. Rio de Janeiro: Renovar, 1994, 2v., v. 1, p. 425-427.

¹⁶ MELLO, Celso D. de Albuquerque, *Curso de Direito Internacional Público*, 10. ed. Rio de Janeiro: Renovar, 1994, 2v., v. 1, p. 425-427.

¹⁷ SOARES, Guido, *Curso de direito internacional público*, São Paulo: Atlas, 2002, v.1., Guido Soares leciona o alcance do princípio: “Trata-se da afirmação de haver no Direito Internacional normas que constituiriam um jus cogens, que se sobrepõem à vontade dos Estados, e não podem ser modificadas por dispositivos oriundos, seja nos tratados e convenções internacionais, seja nas normas consuetudinárias internacionais, seja, ainda, por estarem definidas como princípios gerais de direito” (p. 6).

¹⁸ MARCOS, Rui de Figueiredo; DE ANDRADE, José Carlos Vieira (org) [et al.], *Direito do Petróleo*, Coimbra: Gráfica de Coimbra, 2013, p. 53.

¹⁹ MARCOS, Rui de Figueiredo; DE ANDRADE, José Carlos Vieira (org) [et al.], *Direito do Petróleo*, Coimbra: Gráfica de Coimbra, 2013, p. 53.

humanos, no início da década de 1950²⁰. Isso porque, como bem esclarece Bernard Taverne, foi somente após a Segunda Guerra Mundial que as operações de produção de petróleo em áreas *offshore* ultrapassaram os limites do mar territorial e da jurisdição do Estado costeiro. A partir desse momento, deixou de haver consenso internacional quanto à extensão do mar territorial e, em consequência, quanto à extensão da soberania do Estado costeiro, questões que tinham que ser resolvidas antes de a indústria poder se dirigir, com confiança, em direção ao alto-mar²¹. O conceito de soberania permanente sobre os recursos naturais foi bastante questionado pelos países industrializados, até se conseguir um consenso básico, após o fundamento obtido das grandes decisões arbitrais envolvendo contratos de petróleo²².

Na sua 13ª sessão, a ONU resolveu, entre outras medidas, criar uma comissão sobre o assunto, que convergiu, após intensos estudos, para a Declaração sobre a Soberania Permanente em Relação aos Recursos Naturais, que foi adotada na Assembléia Geral como a Resolução 1.803, de 14 de dezembro de 1962. Essa resolução representou uma posição conciliatória, tendo sido adotada por 87 votos a favor, 2 contra e 12 abstenções²³.

Essa foi a primeira de uma série de resoluções sobre o assunto, tanto na Assembléia da ONU quanto em outros fóruns, não tendo sido registrado nos anos seguintes, entretanto, um avanço da doutrina²⁴. Ao contrário, pode-se dizer que a sua consagração na Resolução 1.803 foi seguida por anos de agudização dos conflitos entre os dois polos de interesse: os países exportadores de capital e os países importadores de capital. Não obstante, foi um dos pilares dos documentos firmados em 1974, para a proposta da Nova Ordem Econômica Internacional (*New International Economic Order* — NIEO).

A grande batalha nesse campo²⁵, espelhando a referida polari-

²⁰ GARCIA-AMADOR, F. V., *The Emerging international law of development: a new dimension of international economic law*, New York: Ocean, 1990, p.132.

²¹ TAVERNE, Bernard, *Petroleum, industry and governments: an introduction to petroleum regulation, economics and Government Policies*, The Hague: Kluwer Law International, 1999. (International Energy and Resources Law and Policy Series, 15) pp. 275-276.

²² HIGGINS, Rosalynn, *International law and the avoidance containment and resolution of disputes*, *Recueil de Cours, Academie de Droit International de La Haye*. Leiden, Holanda, NL, v. 230 1991, p. 9-342.

²³ BUJALIC, Milan, *Principles of international development law*, Dordrecht: Martinus Nijhoff, 1986, p. 251.

²⁴ GARCIA-AMADOR, F. V. *The Emerging international law of development: a new dimension of international economic law*. New York: Ocean, 1990, p. 140.

²⁵ HUCK, Hermes Marcelo. *Contratos com o Estado*, São Paulo: Aquarela, 1989, p. 9.

zação de interesses, é também vetor da própria contestação aos princípios tradicionais consagrados no Direito Internacional. A propósito do tema, é ilustrativa a transcrição da posição do Brasil na Assembléia Geral da ONU, em 1974.

A questão da soberania sobre os recursos naturais passou a ser considerada também um “direito ao desenvolvimento”, demonstrando uma natureza político-jurídica. Não se trata de achar que o direito dos Estados de apropriar-se de propriedade de estrangeiros em seu território fosse novidade, já que até nos escritos de Grócio e outros clássicos o *dominium eminens* foi reconhecido²⁶.

Trata-se de reconhecer que, embora o respeito do Estado aos direitos adquiridos de estrangeiros seja um princípio básico do Direito Internacional, isso não significa que não possa haver violação aos direitos dele decorrentes, desde que tal fato se coadune com as necessidades e com o interesse geral que o Estado soberano precisa garantir²⁷.

A releitura do tema da soberania sobre os recursos naturais abrangeu não só o Brasil, mas a doutrina internacional. Novos autores debruçaram-se sobre o tema, o que comporta uma polarização: de um lado, os países que recrudesceram a posição do nacionalismo energético²⁸; de outro, uma série de autores da linha do Direito dos Investimentos, que também revisitaram o tema. Peter Cameron entende que esta noção está relativamente fora de foco no século XXI. Isto por conta da necessidade de cooperação internacional e das questões relativas à sustentabilidade, aliadas às exigências de povos indígenas, reclamando direitos soberanos²⁹.

Ao longo do século XX, aumentou a demanda por um sistema efetivo de ordem e de direito global, impulsionando o desenvolvimento de novas fontes doutrinárias e normativas, indicadoras da Novíssima Ordem Internacional. Trata-se, na época contemporânea, de um novo direito transnacional ou cosmopolita, com valores de boa-fé, respeito aos direitos individuais e novos balizamentos para o exercício do poder estatal. As novas propostas apresentadas pelos juristas internaciona-

²⁶ GARCIA-AMADOR, F. V., *The Emerging international law of development: a new dimension of international economic law*, New York: Ocean, 1990, p. 123.

²⁷ SMITH, Ernest, et al, *Materials on International Petroleum Transactions*, Colorado: Rocky Mountain Mineral Law Foundation, 2000, p. 338.

²⁸ RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá, Sovereignty over natural resources, investment law and expropriation: the case of Bolivia and Brazil, *The Journal of World Energy Law and Business*, v. 2, n. 2, jul. 2009, p. 129-148.

²⁹ CAMERON, Peter. *International energy investment law: the pursuit of stability*. New York: Oxford University Press, 2010, p. 31.

listas incluem a criação de uma estrutura multilateral e supranacional competente para a análise da temática da soberania permanente sobre os recursos naturais³⁰.

A recepção da Novíssima Ordem Internacional pelo ordenamento jurídico brasileiro materializou-se nos valores do novo constitucionalismo, com destaque para os princípios da segurança jurídica, para o respeito aos direitos adquiridos e a não retroatividade, bem como para a boa-fé objetiva e a confiança legítima.

As transformações criam rupturas institucionais na soberania do Estado, capitaneadas pela mundialização da economia, pela internacionalização do Estado e pela desterritorialização e expansão de um direito paralelo ao dos Estados (*lex mercatoria*)³¹.

Essa polarização foi alimentada pela emergência de numerosos Estados pós-colonialistas e pelas suas buscas por um novo sistema jurídico internacional, refletindo as necessidades de uma comunidade internacional expandida. Nessa comunidade, há diferenças profundas quanto ao conceito e papel da propriedade na ordem política social, acarretando a necessidade de normas internacionais relativas aos investimentos estrangeiros, notadamente pelo crescimento do fenômeno das empresas transnacionais, sua penetração e eventual má conduta³².

Hoje é possível a transformação do Direito Internacional em ferramenta essencial à construção de uma nova ordem econômica internacional, fundada na cooperação³³. Surge, nesse panorama transnacional, a necessidade de garantir segurança jurídica para os investidores que se lancem nos mercados estrangeiros, e, por outro lado, de permitir aos Estados hospedeiros que direcionem os seus recursos materiais e imateriais para promover o desenvolvimento multidimensional.

III. DIREITO INTERNACIONAL AO DESENVOLVIMENTO

A expressão “direito ao desenvolvimento” nasceu em 1972

³⁰ RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. Direito dos Investimentos e petróleo. In: ARAGÃO, Alexandre Santos de. (Coord.) *Direito do petróleo e de outras fontes de energia*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2011.

³¹ FARIA, José Eduardo O Direito em crise, pp. 10-11, *apud* SILVEIRA, Eduardo Teixeira. *A disciplina jurídica do investimento estrangeiro no Brasil e no direito internacional*. São Paulo: Ed. Juarez de Oliveira, 2002, p. 13.

³² ASANTE, Samuel K. B. International Law and Foreign Investment: a Reappraisal. *International and Comparative Law Quarterly*, Londres, v. 37, pp. 588-628, julho de 1988.

³³ HUCK, Hermes Marcelo, *Contratos com o Estado*, São Paulo: Aquarela, 1989, p.10.

com Keba M'Bay. O jurista senegalês se utilizou do vocábulo ao preferir conferência inaugural do Curso de Direitos Humanos do Instituto Internacional de Direitos do Homem de Estrasburgo, definindo então o direito ao desenvolvimento como um direito do Homem³⁴.

Muito antes do nascimento dessa expressão, a Declaração Universal dos Direitos Humanos da ONU, em 1948, já previa o acesso aos direitos econômicos, sociais e culturais como elementos necessários ao livre desenvolvimento da personalidade do homem, o que de certa forma corrobora com a ideia de Amartya Sen de desenvolvimento como expressão da liberdade, já acima estudado:

Artigo XXII - Toda pessoa, como membro da sociedade, tem direito à segurança social e à realização, pelo esforço nacional, pela cooperação internacional de acordo com a organização e recursos de cada Estado, dos direitos econômicos, sociais e culturais indispensáveis à sua dignidade e ao livre desenvolvimento da sua personalidade³⁵.

Posteriormente, em 1979, o Secretário-Geral da Organização das Nações Unidas contribuiu para o debate sobre o direito ao desenvolvimento publicando um estudo que serviu de inspiração para a Declaração da ONU do Direito ao Desenvolvimento, de 1986 (Resolução nº 41/128, de 1986), cujo artigo 1º prevê também o direito ao desenvolvimento em suas vertentes econômica, social, cultural e política:

Artigo 1º

§1. O direito ao desenvolvimento é um direito humano inalienável, em virtude do qual toda pessoa e todos os povos estão habilitados a participar do desenvolvimento econômico, social, cultural e político, para ele contribuir e dele desfrutar, no qual todos os direitos humanos e liberdades fundamentais possam ser plenamente realizados.

§2. O direito humano ao desenvolvimento também implica a plena realização do direito dos povos à autodeterminação que inclui, sujeito às disposições relevantes de ambos os Pactos Internacio-

³⁴ ANJOS FILHO, Robério Nunes dos, Fontes do Direito ao Desenvolvimento no Plano Internacional, *In* PROVESAN, Flávia; SOARES, Inês Virgínia Prado, *Direito ao Desenvolvimento*, Belo Horizonte: Fórum, 2010, p. 135.

³⁵ Assembleia Geral das Nações Unidas, (1948), *Declaração Universal dos Direitos Humanos*. Disponível em: <http://portal.mj.gov.br/sedb/ct/legis_intern/ddb_bib_inter_universal.htm>. Acesso em 14.04.2013.

nais sobre Direitos Humanos, o exercício de seu direito inalienável à soberania plena sobre todas as suas riquezas e recursos naturais³⁶.

Também em 1979 a Conferência da Academia de Direito Internacional da Haia se ocupou do tema, organizando um colóquio sobre o Direito ao Desenvolvimento, tendo publicado posteriormente o teor das conferências³⁷, garantindo, então, mais uma fonte para o estudo desse ramo do Direito que já nasceu em um contexto internacionalizado. A partir daí, diversos outros documentos internacionais reconheceram o caráter inalienável do direito ao desenvolvimento que, apesar de ainda sofrer críticas quanto à sua existência, é inegavelmente fruto do debate internacional e dos anseios comuns de diferentes culturas e povos que vislumbram o caráter pluridimensional daquilo que se entende por desenvolvimento. A título exemplificativo, é possível citar outros documentos que contemplam a preocupação com o Direito ao Desenvolvimento: a Carta Africana dos Direitos do Homem e dos Povos, de 1981 e a Declaração de Viena, de 1993.

Observam-se objeções quanto ao fato de o desenvolvimento ser considerado um direito. Há registros de que o desenvolvimento configure apenas um interesse ou uma simples meta a ser atingida. Outros ainda afirmam que desenvolvimento não ensejaria um direito porque lhe falta exigibilidade³⁸. Há ainda outra dificuldade enfrentada: a doutrina enfatiza o debate sobre quem são os credores e seus devedores do direito ao desenvolvimento. Celso Mello explica que o debate se dá devido ao fato de existirem diversos critérios para se medir o desenvolvimento e o subdesenvolvimento³⁹. Cláudia Moisés ressalta que a Assembleia Geral e a Comissão de Direitos Humanos da ONU vem abordando a participação dos Estados como um requisito para a realização deste direito⁴⁰. Por outro lado, sabe-se que o Grupo de Trabalho

³⁶ Assembleia Geral das Nações Unidas. (1986). *Declaração sobre o Direito ao Desenvolvimento*. Disponível em: <<http://www.direitoshumanos.usp.br/index.php/Direito-ao-Desenvolvimento/declaracao-sobre-o-direito-ao-desenvolvimento.html>>. Acesso em 14.04.2013.

³⁷ ANJOS FILHO, Robério Nunes dos, Fontes do Direito ao Desenvolvimento no Plano Internacional, *In* PROVESAN, Flávia; SOARES, Inês Virgínia Prado, *Direito ao Desenvolvimento*, Belo Horizonte: Fórum, 2010, p. 135.

³⁸ ANJOS FILHO, Robério Nunes dos, *Direito ao Desenvolvimento*, São Paulo: Saraiva, 2013, p. 75-76.

³⁹ MELLO, Celso D. de Albuquerque, *Direito Internacional Econômico*, Rio de Janeiro: Renovar, 1993, p. 27.

⁴⁰ MOISÉS, Claudia Perrone. *Direito ao Desenvolvimento e Investimentos Estrangeiros*. São Paulo: Oliveira Mendes, 1998, p. 53.

sobre o direito ao desenvolvimento da ONU não inclui os Estados como beneficiários deste direito, retomando o debate acerca de sua titularidade. Apesar de ser corrente na doutrina as ideias de que ora o povo e ora Estados em desenvolvimento figuram como credores desse direito⁴¹, identificar os sujeitos e os objetos da relação jurídica que envolve o direito ao desenvolvimento é tarefa difícil, tida por muitos como irrealizável⁴².

Outro ponto relevante acerca do tema é estabelecer a diferença entre direito ao desenvolvimento e direito do desenvolvimento. De acordo com Ralph Zacklin, considerando que o direito de um indivíduo existe para ser respeitado pelos demais e considerando que firmar a existência de um direito significa firmar algo que deva ser exigível, o direito ao desenvolvimento pode ser entendido como um direito político e moral⁴³. Na visão do autor, o direito ao desenvolvimento é visto como um direito natural dos tempos modernos, inalienável e peremptório em sua natureza. Tal posição é baseada no fato de que o direito ao desenvolvimento está fundado nos princípios fundamentais da soberania, da igualdade e da não-intervenção⁴⁴. Zacklin salienta que o direito do desenvolvimento, por seu turno, precisa ser previsto por meio dos instrumentos que normalmente são utilizados pelo Direito Internacional, como os tratados internacionais, o costume internacional, ou os princípios gerais do direito. O autor parece então estabelecer a diferença entre o direito ao desenvolvimento e o direito do desenvolvimento com base no grau de positivação do direito.

Cláudia Perrone Moisés, por exemplo, entende que o direito do desenvolvimento refere-se a normas jurídicas que pretendem garantir as conquistas advindas dos Direitos Humanos e que são sintetizadas no direito ao desenvolvimento. Assim, integrando tais conquistas no cotidiano dos homens e dos Estados, por meio dos ordenamentos jurídicos internos ou internacionais, são estabelecidos modelos de vida

⁴¹ MOISÉS, Claudia Perrone, *Direito ao Desenvolvimento e Investimentos Estrangeiros*, São Paulo: Oliveira Mendes, 1998, p. 53.

⁴² ANJOS FILHO, Robério Nunes dos, *Direito ao Desenvolvimento*, São Paulo: Saraiva, 2013, p. 76.

⁴³ ZACKLIN, Ralph, The right to development at the international level: some reflections on its sources, content and formulations, *In: DUPUY, René-Jean (Ed.), Le droit au développement au plan international*, Colloque Workshop, 16-18 octobre 1979, Haia : Académie de Droit International de la Haye, 1979, p. 117.

⁴⁴ ZACKLIN, Ralph, The right to development at the international level: some reflections on its sources, content and formulations, *In: DUPUY, René-Jean (Ed.), Le droit au développement au plan international*, Colloque Workshop, 16-18 octobre 1979, Haia : Académie de Droit International de la Haye, 1979, p. 117.

para uma sociedade, uma vez que o direito do desenvolvimento é formado por normas que se referem às políticas econômicas que visam à modificação estrutural da economia de determinado Estado⁴⁵.

No plano internacional, o direito do desenvolvimento foi abordado por Roger Granger. Segundo o autor, o Direito Internacional do Desenvolvimento é modalidade própria do Direito Econômico, com aplicação especial nos países subdesenvolvidos⁴⁶. Michel Virally, por sua vez, vai além e trata o Direito Internacional do Desenvolvimento como um ramo do Direito Internacional Público, uma vez que a promoção do desenvolvimento relaciona-se com o modo pelo qual se dão as relações entre os Estados e entre estes últimos e as organizações internacionais. Como exemplo, Virally cita a assistência e a cooperação econômicas entre Estados, a política e as relações comerciais, os problemas de financiamento, as questões de investimentos no exterior, as condições dos bens estrangeiros, dentre outros⁴⁷.

Segundo Virally⁴⁸ e Celso D. de Albuquerque Mello⁴⁹, a ideia de um Direito Internacional do Desenvolvimento foi criada por André Phillip e a titularidade desse direito estaria em nome dos países em desenvolvimento. Embora a colocação do Direito Internacional do Desenvolvimento como uma vertente do Direito Internacional Econômico seja tendência na doutrina, uma vez que se intenta construir uma ordem econômica favorável aos países em desenvolvimento, sabe-se que há posições contrárias no sentido de entender o Direito Internacional do Desenvolvimento como algo apartado do Direito Econômico. É o caso de Gross Espiell, que o considera uma disciplina

⁴⁵ MOISÉS, Cláudia Perrone, Direitos humanos e desenvolvimento: a contribuição das nações unidas, In: JÚNIOR, Alberto do Amaral, MOISÉS, Cláudia Perrone (org), *O cinqüentenário da declaração universal dos direitos do homem*, São Paulo: Edusp, 1999, p. 179-180.

⁴⁶ GRANGER, Roger, Pour un droit du développement dans les pays sous-développés, In: VASSEUR, Michel. (Ed.). *Dix ans de Conférences dégrégation – études de droit commercial offertes à Joseph Hammel, membre de l'Institut, doyen, honoraire de la Faculté de Droit et des sciences économiques de Paris*. Paris: Dalloz, 1961 *apud* ANJOS FILHO, Robério Nunes dos, *Direito ao Desenvolvimento*. São Paulo: Saraiva, 2013, p. 83.

⁴⁷ VIRALLY, Michel, Vers un droit international du développement, In: *Annuaire français de droit international*, volume 11, 1965. p. 9. Disponível em : <http://www.persee.fr/web/revues/home/prescript/article/afdi_0066-3085_1965_num_11_1_1805>. Acesso em 17 de abril de 2013.

⁴⁸ VIRALLY, Michel, Vers un droit international du développement, In: *Annuaire français de droit international*, volume 11, 1965. P 7. Disponível em <http://www.persee.fr/web/revues/home/prescript/article/afdi_0066-3085_1965_num_11_1_1805>. Acesso em 17 de abril de 2013.

⁴⁹ MELLO, Celso D. de Albuquerque, *Direito internacional público*, Volume 2. 15ª ed. Rio de Janeiro: Renovar, 2004, p. 1.700.

nova que visa a criação de instrumentos normativos na luta contra o subdesenvolvimento⁵⁰. Assim, segundo Espiell, há uma parte do Direito Internacional Econômico que não se insere no Direito Internacional do Desenvolvimento, porque neste último estão incluídos também o desenvolvimento político, social e cultural⁵¹. Assim, para alguns autores, o Direito do Desenvolvimento nada mais é do que uma nova visão do Direito Internacional Econômico, ao passo que, para outros, como A. Pellet, ele se fundamenta em três principais aspectos: direito à autodeterminação, ao desenvolvimento e à descolonização⁵².

Contudo, ao abrir o espectro daquilo que seria o objeto do Direito Internacional do Desenvolvimento, considerando não só aspectos econômicos, mas também sociais ou culturais, estar-se-ia adentrando as definições e competências do direito ao desenvolvimento. Nesse sentido, ao definirmos o Direito Internacional ao Desenvolvimento, percebemos que a principal diferença entre este e o Direito Internacional do Desenvolvimento está no foco que ambos os direitos imprimem. Ao passo em que o Direito Internacional do Desenvolvimento rege as relações interestatais, estabelecendo padrões para a promoção econômica entre os Estados, o Direito Internacional ao Desenvolvimento possui foco no ser humano, individual e coletivamente considerado⁵³. Nesse contexto, nas palavras de Robério Nunes Anjos Filho: “Não se cuida de substituir o Direito Internacional do Desenvolvimento, mas sim de expandir a proteção jurídica relativa ao desenvolvimento para novas projeções, havendo relação de complementaridade entre ambos os direitos mencionados⁵⁴”.

Assim, o foco do Direito Internacional ao Desenvolvimento no ser humano nos faz compreender a sua inserção no âmbito do Direito Internacional dos Direitos Humanos, garantindo que todos os homens, independentemente da sua nacionalidade, cidadania, de serem povos da floresta ou miseráveis, quer seja em sociedades desenvolvidas ou subdesenvolvidas possuam acesso natural ao Direito Internacional

⁵⁰ MELLO, Celso D. de Albuquerque, *Direito internacional público*, Volume 2. 15ª ed. Rio de Janeiro: Renovar, 2004, p. 1.700.

⁵¹ MELLO, Celso D. de Albuquerque, *Direito internacional público*, Volume 2. 15ª ed. Rio de Janeiro: Renovar, 2004, p. 1.700.

⁵² MELLO, Celso D. de Albuquerque, *Direito internacional público*, Volume 2. 15ª ed. Rio de Janeiro: Renovar, 2004, p. 1.701.

⁵³ ANJOS FILHO, Robério Nunes dos, *Direito ao Desenvolvimento*, São Paulo: Saraiva, 2013, p. 94.

⁵⁴ ANJOS FILHO, Robério Nunes dos, *Direito ao Desenvolvimento*, São Paulo: Saraiva, 2013, p. 94.

ao Desenvolvimento.

Nesse contexto, considerando as discussões até agora travadas a respeito do tema, entende-se que o aproveitamento da matriz energética global deve atentar ao viés desenvolvimentista. Assim, não só os acordos internacionais como também as políticas públicas nacionais que regulam a produção e exploração de recursos energéticos devem estar construídos com raízes cooperativas e desenvolvimentistas, de tal forma que se possa ter em mãos instrumentos jurídicos capazes de combater as desigualdades nas relações internacionais (entre Estado hospedeiro e investidor estrangeiro do setor energético), promovendo o bem-estar da sociedade como um todo e respeitando os direitos soberanos de aproveitamento dos recursos naturais.

1. Energia e desenvolvimento

De um ponto de vista sociológico e antropológico, sabe-se que Revolução Industrial do século XIX selou de maneira definitiva a relação entre a energia e o desenvolvimento econômico contemporâneo⁵⁵. Por via de consequência, aquilo que se entende por energia constitui um conceito relativamente recente: a partir da criação da teoria mecânica do calor (por volta de 1840-1860) é que surge uma nova ciência da energia, qual seja, a termodinâmica, que fez com que a sociedade se livrasse das tecnologias hidráulicas utilizadas na Idade Média e passasse a se valer da revolução das máquinas de fogo.

Fato é que o processo de industrialização do século XIX causou rupturas: aos poucos, o uso dos combustíveis fósseis se tornou uma crescente e o homem passou a se valer dos recursos naturais para garantir a sua mobilidade, sobrevivência e, essencialmente, sua produtividade. Dessa maneira, os atores do mercado internacional passaram a disputar as fontes de energia de maneira intensa, buscando recursos ao redor do globo e, conseqüentemente, internacionalizando as relações.

Nesse diapasão, coadunar a intensa exploração de tais recursos energéticos com o desenvolvimento é tarefa árdua, que deve almejar a concretização de um processo abrangente: o desenvolvi-

⁵⁵ CARBONNIER, Gilles, GRINEVALD, Jacques, Energie et développement. *International Development Policy* | *Revue internationale de politique de développement*, volume 2, 2011. Disponível em : <<http://polden.revues.org/687>>. Acesso em 28 de setembro de 2013.

mento admite diversas facetas interdependentes entre si, relacionadas ao crescimento econômico, ao meio ambiente sustentável e à inclusão social, permitindo que os indivíduos possam se expressar livremente, concretizando suas liberdades e exaltando suas culturas, culminando então no desenvolvimento humano. Entretanto, para que haja a efetivação desse discurso, deve-se analisar o papel do Direito no processo de concretização do desenvolvimento. Deve-se atentar, ainda, ao fato de que o direito ao desenvolvimento é inevitavelmente fruto do debate internacional e dos anseios comuns de diferentes culturas e povos que vislumbram o caráter pluridimensional daquilo que se entende por desenvolvimento.

Ao tratarmos das fontes de energia que mais influenciam o comportamento das sociedades em torno do globo, a indústria do petróleo possui uma dinâmica peculiar de negócios:

A indústria do petróleo tem ciclos macro, e uma dinâmica própria de negócios (...). Esses se regem por uma lógica peculiar, que combina atualização constante da interpretação de dados, razões econômicas, novas avaliações dos cenários de investimentos nos diferentes países, inclusive risco político, contempladas aí também as novas oportunidades atrativas surgidas em outros cenários⁵⁶.

É nesse contexto profundamente globalizado que aqui se pretende analisar apenas um dos ângulos pelos quais é possível direcionar os investimentos na indústria petrolífera com vistas ao o crescimento econômico e regional. A despeito de questões que envolvam políticas de conteúdo local, combate à corrupção, e outras políticas públicas comumente exigíveis pelos Estados hospedeiros, optou-se por focalizar na atuação das empresas independentes de petróleo que, ao longo dos últimos anos, vêm atuando no Brasil no sentido de qualificar a mão de obra local, promovendo o crescimento econômico de regiões pouco desenvolvidas no território nacional.

⁵⁶ RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá, «A cessão de participação nos contratos de concessão», *Revista Brasileira de Direito do Petróleo, Gás e Energia*, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Faculdade de Direito, n.1, 2006, p. 1.

1.1 Estudo de caso no Brasil: a promoção do desenvolvimento regional e o fenômeno das empresas independentes

No ano de 2003, em busca de incentivar o setor com a formação de mão de obra especializada, a Agência Nacional do Petróleo (ANP), em parceria com a Universidade Federal da Bahia (UFBA), criou o Projeto Campo-Escola, considerado uma “iniciativa pioneira na América Latina”⁵⁷. Em janeiro de 2011, o Campo-Escola Newton Monteiro, localizado na Fazenda Mamoeiro, Recôncavo Baiano, entrou em produção de óleo e gás. A produção alcançava cerca de 10 barris/diários, cujo lucro era reinvestido no local e em prol da formação dos estudantes que ali estavam se profissionalizando.

A partir da iniciativa, a primeira oferta para o setor petrolífero de campos inativos com acumulações marginais ocorreu em 2005, quando o Edital da 7ª Rodada de Licitações foi dividido em duas partes, A e B. A primeira tratava dos contratos de concessão para blocos com risco exploratório; a segunda parte englobava as áreas inativas com acumulações marginais, respectivamente. A parte B definiu alguns critérios específicos e diferenciados, para que os blocos, com baixa economicidade, fossem licitados e arrematados por pequenos e médios produtores⁵⁸.

É possível resumir as diferenças mais relevantes entre as duas partes do edital, da seguinte forma: (a) 35 anos; 5% a 10% de royalties; pagamento de participação especial quando devida; 1% pela ocupação da área, para a parte A; e (b) 17 anos para a realização das atividades de avaliação, reabilitação e produção; 5% de royalties do volume total da produção de petróleo e gás natural; nenhum pagamento de participação especial; 0,5% de pagamento pela ocupação/retenção da área, para a parte B. De um total de 17 áreas ofertadas, apenas uma não foi arrematada, correspondendo o total de áreas arrematadas a 88 km².

Na elaboração do projeto acerca dos campos marginais, foi

⁵⁷ FERREIRA, Doneivan Fernandes, *Produção de petróleo e gás em campos marginais: um nascente mercado no Brasil*, Campinas, SP: Komedi, 2009, p.77.

⁵⁸ Produtor independente é aquele que atua somente na exploração e produção de petróleo e gás. Na maioria dos casos, um produtor independente é uma pequena ou média empresa que, à medida que cresce, tende a atuar em outras áreas da cadeia de negócios do setor de petróleo e gás. Política e Estratégia para o Desenvolvimento da Produção Independente de Petróleo e Gás. Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás, Práxis Brasil Consultoria de Investimentos, 2010. Disponível em <http://www.abpip.com.br/wiki/arquivos_carregados/ABPIP_Politicas_e_estrategia.pdf>, consultado em 19 de abril de 2013.

inaugural o conceito de marginalidade, em razão dos resultados econômicos: “projetos marginais são aqueles que não acrescentam valores significativos ao portfólio de uma companhia”. Não há lucratividade mínima: o operador já atingiu o limite econômico do campo, o que não necessariamente quer significar um campo maduro, pois há novos que são considerados economicamente marginais⁵⁹. O critério consagrado pelo ente regulador é citado por Doneivan Ferreira, em obra inaugural sobre o tema:

Campos marginais de petróleo são aqueles que produzem predominantemente petróleo, cuja produção à época da assinatura desse Contrato, não ultrapasse 500 (quinhentos) barris diários e cuja previsão de produção, aprovada pela ANP, não ultrapasse esse limite. Já os campos marginais de gás natural são aqueles que produzem predominantemente gás natural não-associado, cuja produção, à época da assinatura deste contrato, não ultrapasse 70.000 (setenta mil) metros cúbicos diários de gás não-associado e cuja última previsão de produção, aprovada pela ANP, não ultrapasse esse limite. Caso não haja infra-estrutura a até 10 quilômetros de distância para o escoamento do gás natural, passará para 150.000 (cento e cinquenta mil) metros cúbicos diários de gás não-associado⁶⁰.

Newton Monteiro, em definição pioneira sobre os campos inativos no Brasil, indicou que “são locais em que a Petrobras já explorou petróleo, mas acabou não desenvolvendo, devido ao elevado custo e pouco retorno”⁶¹.

Lier Pires Ferreira aprofundou o tema, em tese que pesquisa as diferentes razões para a inatividade, sendo as mais significativas: insatisfação com os resultados das atividades de pesquisa e desenvolvimento; baixo retorno econômico, em face dos recursos tecnológicos disponíveis e da realidade do mercado; e fatores supervenientes, tais como as

⁵⁹ CÂMARA, Roberto José Batista, Campos maduros e campos marginais: definições para efeitos regulatórios. *Dissertação de Mestrado em Regulação da Indústria de Energia*. Universidade Salvador, Salvador, 139 f., 2004. Disponível em: <http://www.recam.org.br/projetos/projeto-1/publicacoes/dissertacao_rcam.pdf>. Acesso em: 19 de julho de 2011.

⁶⁰ FERREIRA, Doneivan Fernandes, *Produção de petróleo e gás natural em campos marginais: um nascente mercado no Brasil*, Campinas, Komedî, 2009.

⁶¹ SETORIAL ONLINE. *PETROBRAS mantém 153 campos inativos e é alvo de críticas*. Entrevista com Haroldo Lima e Newton Monteiro, disponível em: <<http://www.setorialnews.com.br/materias/contendo.asp?codigo=2006321171721>>. Acesso em: 20 de outubro de 2011.

expropriações governamentais, as mobilizações populares contrárias às atividades petrolíferas, a nova legislação socioambiental, etc.⁶²

A ANP organizou a licitação para os campos inativos com acumulações marginais, definindo-os, no contrato da rodada de 2005, como áreas com descoberta de petróleo e/ou gás natural conhecidas onde ou não houve produção ou esta foi interrompida, por falta de interesse econômico. As áreas incluídas nas licitações são essencialmente os campos nos quais a produção, pela Petrobras, não teve continuidade, quer por critérios técnicos ou econômicos, quer mesmo por razões supervenientes.

O ano de 2005 tornou-se um marco para a nova atividade por novos *players*. O desenvolvimento de áreas de negócio antes inexploradas permitiu a criação de novas entidades e fóruns de discussão. A ANP teve uma percepção do alcance social e histórico da questão, como se depreendeu de um pronunciamento de Magda Chambriard. A produção de petróleo no Brasil, porém, foi iniciada em 1939, no estado da Bahia e em bacia terrestre. Sobre o primeiro campo de petróleo do Brasil (o campo de Lobato, descoberto no Recôncavo Baiano e atualmente exaurido), encontra-se a comunidade de Lobato, extremamente carente, para a qual a riqueza gerada nas imediações, durante décadas, não resultou em progresso. Em situações similares, encontram-se as populações localizadas nas proximidades das quatro bacias terrestres que, até o início da década de 1990, contribuíram com a maior parte do petróleo produzido no país (Recôncavo, Sergipe-Alagoas, Espírito Santo e Potiguar)⁶³.

Em 2007, realizou-se apenas a Segunda Rodada de Licitações de Áreas Inativas com Acumulações Marginais (2-RAIAM). Na forma da Lei do Petróleo, lançou-se edital próprio para o procedimento. De 14 áreas ofertadas, 11 foram arrematadas, o equivalente a 220,8 km². A partir da análise dos dados, resumidamente apresentados abaixo, já se identificava a dificuldade gerada pela pouca disponibilidade de áreas⁶⁴.

O segmento das empresas independentes, através da Associa-

⁶² FERREIRA, L. Pires, *Direito internacional, petróleo e desenvolvimento: e políticas de produção petrolífera em áreas inativas com acumulações marginais*, São Paulo: Saraiva, 2011, p. 268.

⁶³ RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá, *Especial: Produtores Independentes. Parte 1, 2 e 3. O outro Brasil do Petróleo*, TN Petróleo, Rio de Janeiro, n. 70, 71, 72. Jan/Fev, Mar/Abr, Mai/Jun 2011. Disponíveis em: <<http://www.tnpetroleo.com.br>>, Acesso em: 30 de agosto de 2011.

⁶⁴ FERREIRA, L. Pires, *Direito internacional, petróleo e desenvolvimento: e políticas de produção petrolífera em áreas inativas com acumulações marginais*, São Paulo: Saraiva, 2011, p. 289.

ção Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP), criada em março de 2007, passou a vocalizar as inúmeras dificuldades do setor: [...]

Atualmente, os independentes produzem cerca de 500 bbd, mas em 2009 já chegaram a 2.000 bbd. [...] seria muito importante que a política de fomento para pequenas e médias empresas (PME) aprovado pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) fosse sancionada pela Presidência da República, pois lá estão mapeados os gargalos e o encaminhamento para as soluções dos mesmos⁶⁵.

A exploração e produção em campos marginais é mais compatível com o perfil dos produtores independentes, já que as grandes empresas operam com expectativas de retornos elevados. Na análise de Doneivan Ferreira, o portfólio de projetos de uma grande empresa inclui vários campos tendo produções diárias de milhares de barris de petróleo (exemplo: VPL de US\$ 1,5 bilhões e produção superior a 150 ml bbl/dia). Uma empresa com esse perfil não poderia justificar a seus acionistas a decisão de investir e direcionar esforços, recursos humanos e equipamentos, ambos escassos em projetos de baixo retorno, como, por exemplo: VPL da ordem de US\$ 80 mil e produção de aproximadamente 20 bbl/dia)⁶⁶.

A literatura apresenta os resultados de um projeto pioneiro no Brasil, o da Petro Recôncavo, onde havia 645 poços, dos quais apenas 180 eram produtores. A Petro Recôncavo celebrou, em 2000, um contrato de parceria com a Petrobras, denominado de Contrato de Produção com Cláusula de Risco (CPCR), visando a operação de 12 campos maduros no Recôncavo Baiano, a saber: Cassarongo, Fazenda Norte Caruaçu, Sesmaria, Fazenda Belém, Remanso, Mata de São João, Rio Subaúma, Canabrava, Brejinho, Rio dos Ovos, Gomo, São Pedro⁶⁷.

Ao final dos quatro primeiros anos de vigência do projeto, 150 poços foram reativados. Além da reversão da curva de declínio da produção, a produção de óleo foi incrementada em 45% e a de gás

⁶⁵ *Otimismo em Alta. Cenário complicado para os independentes*, TN Petróleo, Rio de Janeiro, n. 82, p.22-41, Mar/Abr 2012. p. 32, Disponível em: <<http://www.tnpetroleo.com.br>>, consultado em: 18 de abril de 2012.

⁶⁶ FERREIRA, Doneivan Fernandes. *Produção de petróleo e gás em campos marginais: um nascente mercado no Brasil*. Campinas, SP: Komedi, 2009, p. 60.

⁶⁷ FERREIRA, Doneivan Fernandes, *Produção de petróleo e gás em campos marginais: um nascente mercado no Brasil*, Campinas, SP: Komedi, 2009, p. 90.

natural, em 100%.

O consenso dos que acompanham o mercado tem sinalizado para incertezas quanto ao modelo para explorar e produzir pequenos campos e blocos terrestres. As empresas de petróleo precisam renovar os seus portfólios e o seu planejamento é de longo prazo, na medida em que as regras no Brasil não são claras e os leilões não têm uma regularidade. Assim, as empresas se preparam para participar de leilões em outros países. Para a ABPIP, os leilões em novas áreas terrestres são indispensáveis, se o Brasil quiser conhecer os outros 95% das bacias que se encontram inexplorados⁶⁸. Em manifestação mais contundente, é lamentável que não haja uma percepção por parte do governo federal dos benefícios que este setor pode criar para as regiões pobres do Nordeste, onde se localizam tais campos.

Entende-se que a realização de novas “rodadinhas” para as licitações de campos marginais pela ANP, sobretudo se a Petrobras devolver as áreas inativas e abandonadas, por conta da prioridade do binômio responsabilidade social e lucratividade, não só atrairá os empresários locais, mas também estrangeiros⁶⁹.

François PERROUX vislumbra que o plano para desenvolvimento

(...) nasce da determinação dos recursos humanos potenciais, reparte as tarefas entre a self-reliance e a colaboração internacional, procura o escalonamento dos projetos regionais e dos objetivos nacionais. Um plano de desenvolvimento (...) põe em ligação as correntes comerciais provenientes do exterior com o sistema de produção, comércio e de repartição⁷⁰.

O autor soube vislumbrar o potencial crítico e valorativo que permeia essa nova realidade, e sua visão do tema como um processo de políticas que visam à satisfação soberana de interesses nacionais, voltados ao desenvolvimento integral, permite a adequada percepção do significado o incipiente mercado secundário de petróleo e gás no Brasil, de forma qualitativamente diferenciada e em relação ao mercado primário, ou seja, aquele composto pelas TNCs, dentre elas a Petrobrás⁷¹.

⁶⁸ *Otimismo em Alta. Cenário complicado para os independentes*. TN Petróleo. Rio de Janeiro, n. 82, p.22-41, Mar/Abr 2012. Disponível em: <<http://www.tnpetroleo.com.br>>, consultado em: 18 de abril de 2012, p. 33.

⁶⁹ *Terra: Petróleo à Vista!* TN Petróleo. Rio de Janeiro, n. 81, p.63, Jan/Fev 2012, disponível em: <<http://www.tnpetroleo.com.br>>, consultado em: 18 de abril de 2012.

⁷⁰ PERROUX, F., *Ensaio sobre a filosofia do novo desenvolvimento*, Lisboa: Calouste Gulbenkian, 1981, p. 331.

⁷¹ Prefácio à obra de FERREIRA, L. Pires, *Direito internacional, petróleo e desenvolvimen-*

Pioneiro impulsionador do projeto no Brasil, Newton Monteiro ressaltou o importante papel que o segmento tem a cumprir tanto na geração de riqueza e empregos, como também na integração e inclusão social das comunidades locais. Através dessa geração de empregos, o país será capaz de incorporar, ao mercado de trabalho, milhares de cidadãos de várias formações profissionais⁷².

Segundo a ANP, é possível gerar condições para que existam mais de 500 pequenas e médias empresas no Brasil, da aquisição de dados geofísicos à operação e manutenção dos poços. Existe, pelo menos, uma centena de pequenos campos no Brasil e parte deles poderia servir de amparo para as novas empresas nacionais de petróleo⁷³.

Não podemos deixar de lembrar que há campos no Brasil que já atingiram a fase de maturidade e que entrarão em declínio. É preciso consolidar as regras e aprimorar o Contrato de Concessão para a licitação e exploração das áreas com acumulações marginais, viabilizando os pequenos e médios empresários, pois vislumbra-se a importância crescente desses empreendedores. Esta seria a sequência natural da história brasileira da atividade petrolífera, assim como aconteceu em vários países, como o Canadá e Estados Unidos.

Há ajustes a serem feitos, em função da especificidade do setor: dentre as diversas sugestões já colhidas, cite-se a facilitação na obtenção do pacote de dados na ANP, na certificação do conteúdo local e as taxações menores.

No entanto, o dilema das empresas independentes ainda persiste. As dificuldades evidenciam-se de diversas formas, exigindo novo posicionamento por parte da autoridade reguladora e das entidades governamentais de todos os níveis, para evitar a falência de um modelo que apresenta sinais preocupantes⁷⁴.

to: e políticas de produção petrolífera em áreas inativas com acumulações marginais. São Paulo: Saraiva, 2011, p. 267.

⁷² MONTEIRO, Newton, *Análise do projeto de acumulações marginais*, texto cedido por gentileza do autor.

⁷³ RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Especial: Produtores Independentes, Parte 1, 2 e 3. O outro Brasil do Petróleo*, TN Petróleo, Rio de Janeiro, n. 70, 71, 72. Jan/Fev, Mar/Abr, Mai/Jun 2011. Disponíveis em: <<http://www.tnpetroleo.com.br>>. Acesso em 30 de agosto de 2011.

⁷⁴ Juliana Cardoso de Lima focaliza a interseção entre os produtores independentes e as exigências de conteúdo local. “Qual seria a relevância para a indústria nacional do conteúdo local da fase de avaliação/exploração dos blocos de áreas maduras e marginais, considerando que não necessariamente se fará uma descoberta comercial? Ainda que a descoberta seja comercial, qual seria a relevância da produção desses campos em relação à produção nacional? Qual é o custo da ANP para fiscalizar os produtores independentes, tal custo compensaria os eventuais benefícios gerados pelo efetivo cumprimento do conteúdo

Um problema que tem sido enfrentado é a venda da produção com a presença de um único comprador, bem como os problemas logísticos de escoamento da mesma. A complexidade e o custo do sistema de certificação do conteúdo local também representam obstáculos de difícil transposição, pelas empresas desse porte. A ausência de um cronograma de rodadas de licitação e a falta de áreas atrativas em oferta têm um efeito ainda mais perverso para tais investidores, que acreditaram na proposta da ANP, quando foram atraídos para o setor⁷⁵.

O Direito do Petróleo se mostra dinâmico e complexo, e o compromisso regulatório precisa afinar-se às mudanças necessárias à solução dos impasses que ora se apresentam e podem ameaçar a sobrevivência do segmento. Note-se que já vínhamos defendendo que, mesmo no âmbito da legislação em vigor, há espaço para se buscar soluções flexíveis e compatíveis com o interesse público primário. Na hipótese, este significa oportunidade de desenvolvimento regional, geração de empregos, difusão de conhecimento, arrecadação de tributos, implantação de infraestrutura para serviços, fomento à fabricação de equipamentos brasileiros e outros⁷⁶.

O segmento conta com empresas de grande porte de atuação transnacional, mas, na sua maioria, são empresas de médio e pequeno porte, predominantemente de capital nacional. Hoje, existem 34 produtores independentes operando no país, atuando, principalmente, em campos *onshore* e em bacias maduras.

De modo a garantir a atratividade de todos os operadores, não se pode deixar de ressaltar a importância de o novo marco regulatório flexibilizar algumas de suas normas para os produtores independentes de Petróleo, em atenção aos princípios constitucionais da eficiência, da liberdade de iniciativa e da isonomia. Uma regulação muito rigorosa, local? Essas perguntas devem ser respondidas de forma que se viabilize a consolidação não da indústria nacional de prestação de bens e serviços, mas também dos produtores independentes, que geram empregos, rendas, tributos e participações governamentais, trazendo desenvolvimento para áreas relegadas ao esquecimento pelo poder público”. LIMA, Juliana Cardoso de, «Tendências e perspectivas do marco regulatório brasileiro de petróleo e gás para os produtores independentes». In: ARAGÃO, Alexandre Santos de. (Coord.) *Direito do petróleo e de outras fontes de energia*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2011, p. 205.

⁷⁵ RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Especial: Produtores Independentes. Parte 1, 2 e 3. O outro Brasil do Petróleo*. Revista TN Petróleo. Rio de Janeiro, n. 70, 71, 72. Jan/Fev, Mar/Abr, Mai/Jun 2011. Disponíveis em: <<http://www.tnpetroleo.com.br>>. Acesso em 30 de agosto de 2011.

⁷⁶ RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Especial: Produtores Independentes. Parte 1, 2 e 3. O outro Brasil do Petróleo*. TN Petróleo. Rio de Janeiro, n. 70, 71, 72. Jan/Fev, Mar/Abr, Mai/Jun 2011. Disponíveis em: <<http://www.tnpetroleo.com.br>>. Acesso em 30 de agosto de 2011.

cujo parâmetro é as grandes empresas multinacionais, funciona como barreira para os produtores independentes. Com a adoção de normas regulatórias mais flexíveis para os independentes, estimula-se a concorrência e permite-se a exploração de campos cuja exploração não é mais economicamente vantajosa para as grandes empresas⁷⁷. Em adição à simplificação das regras, Sonia Agel alude à necessidade de oferta de áreas condizentes com o perfil desses produtores e de ampliação da malha de transportes para aumentar a oferta de consumidores para que seja ampliado o acesso dos produtores independentes, de pequeno porte, ao mercado de exploração e produção de petróleo e gás⁷⁸.

IV. CONCLUSÃO

O incentivo à oferta, no setor petrolífero, de campos inativos com acumulações marginais representa um passo adiante para a diversificação da matriz energética brasileira. Mais do que isso, permitir a exploração de campos cuja curva de produção não é mais vantajosa para as grandes empresas petrolíferas significa não só prestigiar e incentivar a atuação das empresas independentes, como também garantir a utilização de mão de obra local, promovendo o desenvolvimento regional, a geração de empregos, difusão de conhecimento, arrecadação de tributos, implantação de infraestrutura para serviços e fomento à fabricação de equipamentos brasileiros.

Por via de consequência, nesse contexto, identifica-se o incentivo à atração dos produtores independentes (nacionais ou estrangeiros) de óleo e gás, uma vez que a exploração e produção em campos marginais é mais compatível com o perfil das empresas independentes. Certo é que as grandes empresas operam com expectativas de retornos elevados. Entretanto, é necessária maior flexibilização regulatória no que diz respeito às diretrizes impostas a esses empreendedores de menor porte. Hoje, os produtores independentes encontram barreiras desde a obtenção do pacote de dados na ANP, passando pelo alto custo da certificação do conteúdo local, pela dificuldade do escoamento da produção e pelo valor elevado das tributações e das participações

⁷⁷ LOPES, Pedro Henrique Christofaro. *Flexibilização da regulação para os produtores independentes*. Apresentado no 7º PDPETRO – Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 27 a 30 de outubro de 2013, em Aracaju-SE.

⁷⁸ Entrevista concedida à Revista TN Petróleo, ano XV, jul/ago 2013, número 90, p. 26.

governamentais.

Ainda que a atuação das empresas independentes brasileiras constitua fato relevante e demonstre que a exposição ao risco das atividades de E&P já é bem gerenciada pelos nossos empresários, a Agência Nacional do Petróleo ainda não tem os campos marginais como um dos focos relevantes de suas rodadas de licitações.

É de se esperar que a Agência Reguladora retome as licitações de campos marginais inativos visando a reabilitação dessas acumulações que representaram o ponto de partida para a criação da pequena empresa petrolífera nacional. O deslanche para a criação da pequena empresa petrolífera brasileira se deu inicialmente por iniciativa da própria Petrobras: as três primeiras empresas brasileiras de pequeno porte surgiram de desinvestimentos feitos pela Petrobras em algumas das suas bacias terrestres maduras⁷⁹.

Dessa maneira, identifica-se relativo atraso da indústria petrolífera brasileira no que se refere ao aproveitamento dos potenciais produtivos de campos maduros e/ou marginais. Países como os Estados Unidos da América do Norte, Austrália e Canadá priorizam tal tipo de exploração na indústria, promovendo, então, a sua segurança energética e aumentando as suas capacidades de investimento. Importante notar que tais países também apostaram na diversidade dos agentes atuantes na indústria petrolífera. O Brasil possui infraestrutura suficiente para promover a atuação conjunta de empresas de médio e grande porte, incluindo as multinacionais estrangeiras, efetivando a dinamização e o auxílio na condição do país de grande produtor de petróleo.

Garantir a atividade dessa diversidade de atores da indústria do petróleo permite a inserção do Direito da Energia no Brasil em um contexto de concretização do Direito Internacional ao Desenvolvimento. Dessa maneira, permite-se à sociedade e às comunidades locais o acesso ao desenvolvimento por meio dos mencionados mecanismos jurídicos, políticos e regulatórios internos. Por outro lado, atinge-se o patamar de aproveitamento e de não desperdício ao se produzir recursos que de outra forma quedariam não aproveitados economicamente. Ademais, ao dar oportunidades a um leque maior de *players*, contribuiu-se para uma democratização das relações com os investidores.

O Projeto Campo-Escola e a expansão de empreendedores in-

⁷⁹ Informe apresentado por Newton Monteiro, no Primeiro Ciclo de Palestras do Centro de Excelência em Desenvolvimento, Petróleo, Energia e Mineração (CEDPEM), realizado no dia 10 de junho de 2013, no Rio de Janeiro.

dependentes com origem em países com larga experiência acumulada nesse segmento propiciam uma curva de aprendizagem exemplar. Por outro lado, um novo ciclo de internacionalização de empresas brasileiras independentes já se prenuncia.

BIBLIOGRAFIA

- ANJOS FILHO, Robério Nunes dos. *Direito ao Desenvolvimento*. São Paulo: Saraiva, 2013.
- ANJOS FILHO, Robério Nunes dos. Fontes do Direito ao Desenvolvimento no Plano Internacional. In PROVESAN, Flávia; SOARES, Inês Virgínia Prado. *Direito ao Desenvolvimento*. Belo Horizonte: Fórum, 2010.
- ASANTE, Samuel K. B. International Law and Foreign Investment: a Reappraisal. *International and Comparative Law Quarterly*, Londres, v. 37, pp. 588-628, julho de 1988.
- Assembleia Geral das Nações Unidas. (1948). *Declaração Universal dos Direitos Humanos*. Disponível em: <http://portal.mj.gov.br/sedh/ct/legis_intern/ddh_bib_inter_universal.htm>. Acesso em 14.04.2013.
- Assembleia Geral das Nações Unidas. (1986). *Declaração sobre o Direito ao Desenvolvimento*. Disponível em: <<http://www.direitoshumanos.usp.br/index.php/Direito-ao-Desenvolvimento/declaracao-sobre-o-direito-ao-desenvolvimento.html>>. Acesso em 14.04.2013.
- Brazil*. Disponível em: <[http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Capturing_the_momentum_Brazil/\\$FILE/Capturing_the_momentum_Brazil.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Capturing_the_momentum_Brazil/$FILE/Capturing_the_momentum_Brazil.pdf)>.
- BUJALIC, Milan. *Principles of international development law*. Dordrecht: Martinus Nijhoff, 1986.
- CÂMARA, Roberto José Batista. Campos maduros e campos marginais: definições para efeitos regulatórios. *Dissertação de Mestrado em Regulação da Indústria de Energia*. Universidade Salvador, Salvador, 139 f., 2004. Disponível em: <http://www.recam.org.br/projetos/projeto-1/publicacoes/dissertacao_rcam.pdf>. Acesso em: 19 de julho de 2011.
- CAMERON, Peter. *International energy investment law: the pursuit of stability*. New York: Oxford Univeristy Press, 2010.
- CARBONNIER, Gilles ; GRINEVALD, Jacques. Energie et développement. *International Development Policy | Revue internationale de politique de développement*, volume 2, 2011. Disponível em: <<http://poldev.revues.org/687>>. Acesso em 28 de setembro de 2013.
- CASELLA, Paulo Borba. *BRIC: Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul: uma perspectiva de cooperação internacional*. São Paulo: Atlas, 2011.
- CATALANO, Pierangelo. BRICS e grandes espaços: Brasil-Rússia. In Comissão de

Pós Graduação de Direito da USP. *Cadernos de Pós-Graduação em Direito: estudos e documentos de trabalho – Seminário Internacional de Pós Graduação Brasil-Rússia; BRICS, energia, cooperação bilateral e ação multilateral*, São Paulo, n° 22, 2013, pp. 22-29.

- ERNST & YOUNG. *Capturing the momentum: Ernst & Young's 2012 attractiveness survey* -
- FARIA, José Eduardo O Direito em crise, pp. 10-11, *apud* SILVEIRA, Eduardo Teixeira. *A disciplina jurídica do investimento estrangeiro no Brasil e no direito internacional*. São Paulo: Ed. Juarez de Oliveira, 2002.
- FERREIRA, Doneivan Fernandes. *Produção de petróleo e gás natural em campos marginais: um nascente mercado no Brasil*. Campinas, Komedi, 2009.
- FERREIRA, L. Pires – *Direito internacional, petróleo e desenvolvimento: e políticas de produção petrolífera em áreas inativas com acumulações marginais*. São Paulo: Saraiva, 2011.
- FUNDAÇÃO ALEXANDRE GUSMÃO, Brasília. *A Palavra do Brasil nas Nações Unidas, 1946-1995*. Brasília: FUNAG, 1995, p. 308. *Apud* BAUMFLEK, Imaly. *O Cenário Internacional e sua Influência nos Contratos da Indústria do Petróleo*, Dissertação de mestrado. Rio de Janeiro: Faculdade de Direito da UERJ, 2003.
- GARCIA-AMADOR, F. V. *The Emerging international law of development: a new dimension of international economic law*. New York: Ocean, 1990.
- GRANGER, Roger. Pour un droit du développement dans les pays sous-développés. In. VASSEUR, Michel. (Ed.). *Dix ans de Conférences d'agrégation – études de droit commercial offertes à Joseph Hammel, membre de l'Institut, doyen, honoraire de la Faculté de Droit et des sciences économiques de Paris*. Paris: Dalloz, 1961 *apud* ANJOS FILHO, Robério Nunes dos. *Direito ao Desenvolvimento*. São Paulo: Saraiva, 2013.
- HIGGINS, Rosalynn. International law and the avoidance containment and resolution of disputes. *Recueil de Cours. Academie de Droit International de La Haye*. Leiden, Holanda, NL, v. 230 1991.
- HUCK, Hermes Marcelo. *Contratos com o Estado*, São Paulo: Aquarela, 1989.
- KIPLAGAT, P. Kenneth. An Institutional and Structural Model for Successful Economic Integration in Developing Countries. *Texas International Law Journal*, Austin, Texas, v. 99, n. 1, pp. 38-68, Winter 1994.
- LIMA, Juliana Cardoso de. Tendências e perspectivas do marco regulatório brasileiro de petróleo e gás para os produtores independentes. In: ARAGÃO, Alexandre Santos de. (Coord.) *Direito do petróleo e de outras fontes de energia*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2011.
- LOPES, Pedro Henrique Christofaro. *Flexibilização da regulação para os produtores independentes*. Apresentado no 7º PDPETRO – Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 27 a 30 de outubro de 2013, em Aracaju-SE.
- MARCOS, Rui de Figueiredo; DE ANDRADE, José Carlos Vieira (org) [et al.]. *Direito*

- do Petróleo*. Coimbra: Gráfica de Coimbra, 2013.
- MELLO, Celso D. de Albuquerque. *Curso de Direito Internacional Público*. 10. ed. Rio de Janeiro: Renovar, 2v., v. 1, 1994.
- MELLO, Celso D. de Albuquerque. *Direito Internacional Econômico*. Rio de Janeiro: Renovar, 1993.
- MELLO, Celso D. de Albuquerque. *Direito internacional público*. Volume 2. 15ª ed. Rio de Janeiro: Renovar, 2004.
- MOISÉS, Cláudia Perrone. *Direito ao Desenvolvimento e Investimentos Estrangeiros*. São Paulo: Oliveira Mendes, 1998.
- MOISÉS, Cláudia Perrone. Direitos humanos e desenvolvimento: a contribuição das nações unidas. In: JÚNIOR, Alberto do Amaral, MOISÉS, Cláudia Perrone (org). *O cinqüentenário da declaração universal dos direitos do homem*. São Paulo: Edusp, 1999.
- Otimismo em Alta. Cenário complicado para os independentes*. TN Petróleo. Rio de Janeiro, n. 82, p.22-41, Mar/Abr 2012. p. 32. Disponível em: <<http://www.tnpetroleo.com.br>>. Consultado em: 18 de abril de 2012.
- PERROUX, F. *Ensaio sobre a filosofia do novo desenvolvimento*. Lisboa: Calouste Gulbenkian, 1981.
- Prefácio à obra de FERREIRA, L. Pires. Direito internacional, petróleo e desenvolvimento: e políticas de produção petrolífera em áreas inativas com acumulações marginais. São Paulo: Saraiva, 2011, p. 267.
- Revista TN Petróleo, ano XV, jul/ago 2013, número 90.
- RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. A cessão de participação nos contratos de concessão. *Revista Brasileira de Direito do Petróleo, Gás e Energia*. Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Faculdade de Direito, n.1, 2006.
- RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. Direito dos Investimentos e petróleo. In: ARA-GÃO, Alexandre Santos de. (Coord.) *Direito do petróleo e de outras fontes de energia*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2011.
- RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Especial: Produtores Independentes. Parte 1, 2 e 3. O outro Brasil do Petróleo*. TN Petróleo. Rio de Janeiro, n. 70, 71, 72. Jan/Fev, Mar/Abr, Mai/Jun 2011. Disponíveis em: <<http://www.tnpetroleo.com.br>>. Acesso em: 30 de agosto de 2011.
- RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. Sovereignty over natural resources, investment law and expropriation: the case of Bolivia and Brazil. *The Journal of World Energy Law and Business*, v. 2, n. 2, jul. 2009, p. 129- 148.
- SETORIAL ONLINE. *PETROBRAS mantém 153 campos inativos e é alvo de críticas*. Entrevista com Haroldo Lima e Newton Monteiro. Disponível em: <<http://www.setorialnews.com.br/materias/conteudo.asp?codigo=2006321171721>>. Acesso em: 20 de outubro de 2011.
- SMITH, Ernest, et al. *Materials on International Petroleum Transactions*. Colorado: Rocky Mountain Mineral Law Foundation, 2000.

- SOARES, Guido. *Curso de direito internacional público*. São Paulo: Atlas, v. 1, 2002.
- TAVERNE, Bernard. *Petroleum, industry and governments: an introduction to petroleum regulation, economics and Government Policies*. The Hague: Kluwer Law International, 1999. (International Energy and Resources Law and Policy Series, 15).
- Terra: Petróleo à Vista!* TN Petróleo. Rio de Janeiro, n. 81, p.63, Jan/Fev 2012. Disponível em: <<http://www.tnpetroleo.com.br>>. Consultado em: 18 de abril de 2012.
- VIRALLY, Michel. Vers un droit international du développement. In: *Annuaire français de droit international*, volume 11, 1965. p. 9. Disponível em : <http://www.persee.fr/web/revues/home/prescript/article/afdi_0066-3085_1965_num_11_1_1805>. Acesso em 17 de abril de 2013.
- ZACKLIN, Ralph. The right to development at the international level: some reflections on its sources, content and formulations. In: DUPUY, René-Jean (Ed.). *Le droit au développement au plan international*. Colloque Workshop, 16-18 octobre 1979. Haia : Académie de Droit International de la Haye, 1979.

A RESPONSABILIDADE CIVIL E AMBIENTAL EM ATIVIDADES NUCLEARES

*Alexandre Santos de Aragão*¹

Professor - Adjunto de Direito Administrativo da Universidade do
Estado do Rio de Janeiro - UERJ

I. O SISTEMA DA RESPONSABILIDADE CIVIL NO BRASIL

O sistema geral de responsabilidade civil tem na culpa o seu elemento central. Isso significa que, em regra, a vítima só terá direito à indenização se demonstrar que aquele que cometeu o dano agiu com culpa,¹ isto é, de forma imprudente, negligente ou com imperícia; que descumpriu um dever de cuidado que deveria observar.²

No entanto, tendo em vista as dificuldades que esse sistema gera para o ressarcimento dos danos causados em algumas situações, diversas leis setoriais, como o Código de Defesa do Consumidor e a Lei nº. 6.938/1981 (atividades lesivas ao meio ambiente), passaram a adotar a responsabilidade do tipo objetiva, assim considerada aquela que prescinde da comprovação da culpa e se fundamenta na ideia de que aquele que tira proveito da exploração de determinadas

¹ Doutor em Direito do Estado pela Universidade de São Paulo – USP. Mestre em Direito Público pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro – UERJ. Procurador do Estado do Rio de Janeiro. Advogado.

² TEPEDINO, Gustavo; BARBOZA; Heloisa Helena; MORAES, Maria Celina Bodin, *Código Civil Interpretado conforme a Constituição*, Volume II, Rio de Janeiro: Renovar, 2006, p. 804.

² FILHO, Sergio Cavalieri, *Programa de Responsabilidade Civil*, São Paulo: Atlas, 2008, p. 32.

atividades deve também ser responsável pelos riscos por ela provocados. O fundamento da responsabilização, nesses casos, deixa de ser o ato ilícito, para passar a ser o ato lícito, mas gerador de riscos³. O fundamento da responsabilidade deixa de ser a culpa, mas o risco gerado pela atividade⁴.

De toda forma, a responsabilidade subjetiva continua sendo a regra. Nos termos do art. 927, parágrafo único, do Código Civil, só haverá obrigação de reparar o dano, independentemente de culpa: (i) nos casos especificados em lei (por isso, esse tipo de responsabilidade também é conhecido como *ex lege*); ou (ii) “quando a atividade normalmente desenvolvida pelo autor do dano implicar, por sua natureza, risco para os direitos de outrem”⁵. É com fundamento da segunda parte do art. 927, parágrafo único, que poderá o Poder Judiciário, a depender das circunstâncias do caso concreto, optar pela aplicação do sistema da responsabilidade objetiva, ainda que não haja dispositivo legal expresso e específico

³ Cf. BITTAR, Carlos Alberto. *Responsabilidade Civil nas Atividades Nucleares*. São Paulo: Ed. Revista dos Tribunais, 1985, p. 86.

⁴ Conforme apontado pela doutrina, o Código Civil de 2002 adota a teoria do risco criado, de acordo com a qual “só é responsável pelo dano quem criou a situação de risco para a sua ocorrência, admitindo, por conseguinte, as excludentes do nexo causal. Assim, o risco é qualificado pelo seu efeito de permitir a contraprova de excludente de responsabilidade pelo caso fortuito ou força maior, fato exclusivo da vítima, ou fato de terceiro” (BINDA, Clarice Viana. *Responsabilidade Civil Ambiental*. *Revista Magister de Direito Ambiental e Urbanístico*, n.º. 24, jun./jul. 2009, p. 72).

⁵ Gustavo Tepedino *et alli*. afirmam que “a potencialidade lesiva dessas atividades deve ser de grau superior ao normal para que a atividade possa ser considerada ‘de risco’, de modo a atrair a incidência da cláusula geral. A doutrina italiana adota essencialmente dois critérios para definir a atividade perigosa. São eles: i) a quantidade de danos habitualmente causados pela atividade em questão; ii) a gravidade de tais danos (...). A atividade será perigosa, portanto, quando, do ponto de vista estatístico, causar danos quantitativamente numerosos e qualitativamente graves. Há também quem sustente que a atividade será considerada de risco sempre que dela decorra um perigo que não possa ser eliminado nem mesmo com a mais escrupulosa diligência (...). Eventualmente, pode ocorrer de a atividade não ser intrinsecamente de risco, mas os meios nela empregados a tornarem perigosa, discutindo-se, neste caso, acerca da incidência da norma. (...) *Do mesmo modo, cabe considerar as circunstâncias concretas em que se desenvolve a atividade: a instalação de uma rede de baixa tensão (em princípio uma atividade inócua) em um depósito de material inflamável configura, indubitavelmente, uma atividade perigosa*” (TEPEDINO, Gustavo; BARBOZA; Heloisa Helena; MORAES, Maria Celina Bodin. *Op.Cit.*, p. 809, grifos nossos).

impondo a sua aplicação⁶⁻⁷.

O art. 931 do Código Civil também prevê hipótese de aplicação da responsabilidade objetiva, estabelecendo que “ressalvados outros casos previstos em lei especial, os empresários individuais e as empresas respondem independentemente de culpa pelos danos causados pelos produtos postos em circulação”.

Além da previsão legal, a configuração da responsabilidade objetiva, em regra, depende da presença de outros dois requisitos, também presentes no sistema tradicional de responsabilidade civil: o nexo causal e o dano⁸. Isso significa que, ainda que não exija a comprovação da culpa, a responsabilização nesses casos não é, em geral, imediata, mas depende da comprovação da relação de causa e efeito entre a atividade e o dano causado. Deles, aquele que dá azo a maiores controvérsias é, justamente, o nexo causal, em virtude da complexidade que envolve o próprio conceito de causalidade.

Há inúmeras teorias que pretendiam explicar o que se entende por *causa* na seara da responsabilidade civil. Entre nós foi o próprio legislador que se ocupou de solucionar a questão, atestando, no art. 1.060 do Código Civil de 1916 que “ainda que a inexecução resulte de dolo do devedor, as perdas e danos só incluem os prejuízos efetivos e os lucros cessantes *por efeito dela direto e imediato*” [grifamos] – regra mantida, com redação praticamente inalterada, pelo art. 403 do novo Código Civil.

No Brasil, portanto, somente são indenizáveis, em regra, os danos que sejam consequência direta e imediata da conduta do agente, quer se trate de responsabilidade contratual, quer de responsabilidade aquiliana, seja caso de responsabilidade subjetiva,

⁶ De acordo com Gustavo Tepedino, Heloisa Helena Barboza e Maria Celina Bodin de Moraes, “a inovação dá ao Poder Judiciário ampla discricionariedade na avaliação das hipóteses de incidência da responsabilidade sem culpa” (*Op.Cit.*, p. 807). Para Silvio Venosa, por outro lado, esse dispositivo “não será usado com muita largueza, pois a maioria das atividades de risco em nosso ordenamento já é regulada pela responsabilidade objetiva” (*Direito Civil. Responsabilidade Civil*. 5ª ed. São Paulo: Ed. Atlas, 2005, p. 20).

⁷ De acordo com o Superior Tribunal de Justiça, “a natureza da atividade é que irá determinar sua maior propensão à ocorrência de acidentes. O risco que dá margem à responsabilidade objetiva não é aquele habitual, inerente a qualquer atividade. Exige-se a exposição a um risco excepcional, próprio de atividades com elevado potencial ofensivo” (REsp 1067738/GO, Rel. Ministro SIDNEI BENETI, Rel. p/ Acórdão Ministra NANCY ANDRIGHI, TERCEIRA TURMA, julgado em 26/05/2009, DJe 25/06/2009).

⁸ TEPEDINO, GUSTAVO; BARBOZA, HELOISA HELENA; MORAES, MARIA CELINA BODIN, *Código Civil Interpretado conforme a Constituição*, Volume II, Rio de Janeiro: Renovar, 2006, p. 805.

seja hipótese de responsabilidade objetiva. Tal entendimento assentou-se, vale lembrar, a partir de acórdão notório da 1ª Turma do E. Supremo Tribunal Federal, no RE 130764-PR, rel. Min. Moreira Alves, j. 12./05/92, DJ 07/08/92⁹. Na ocasião, afirmou-se:

“(...) Em nosso sistema jurídico, como resulta do disposto no artigo 1.060 do Código Civil, a teoria adotada quanto ao nexos de causalidade é a *teoria do dano direto e imediato*, também denominada teoria da interrupção do nexos causal. Não obstante aquele dispositivo da codificação civil diga respeito à impropriamente denominada responsabilidade contratual, *aplica-se ele também à responsabilidade extracontratual, inclusive a objetiva*, até por ser aquela que, sem quaisquer considerações de ordem subjetiva, afasta os inconvenientes das outras duas teorias existentes: a da equivalência das condições e a da causalidade adequada”.

Os vocábulos “direto” e “imediato” devem ser interpretados “em conjunto”, conforme leciona Gisela Sampaio da Cruz, em monografia destinada ao tema. A expressão utilizada pela codificação tem, assim, o sentido de necessário, isto é, somente são indenizáveis os danos *necessariamente decorrentes* da atividade ou do ato ilícito¹⁰.

Nesse contexto, Gustavo Tepedino salienta que, para explicar a teoria do “nexos causal direto e imediato”, adotada entre nós, surgiu a “subteoria da necessidade da causa”, segundo a qual “o dever de reparar surge quando o evento danoso é *feito necessário de certa causa*”, ou seja, “uma consequência certa do ato ilícito” [grifamos]. Esta é, conclui, a tendência jurisprudencial brasileira, com esteio no art. 403 do Código Civil e na orientação do Pretório Excelso: a “busca de um *liame de necessariedade* entre causa e efeito, de modo que o resultado danoso seja *consequência direta* do fato lesivo”¹¹.

Isto porque o legislador “se recusou a sujeitar o autor do dano a todas as nefastas consequências do seu ato, quando já não

⁹ RTJ 143/270.

¹⁰ *O problema do nexos causal na responsabilidade civil*. Rio de Janeiro: Renovar, 2005, p. 101.

¹¹ Notas sobre o nexos de causalidade, *Revista Trimestral de Direito Civil*, n.º. 6, abr./jun. 2001, p. 8-9, grifamos.

ligadas a ele diretamente”¹², o que possibilita que o nexo causal cumpra “dupla função” no âmbito da responsabilidade civil: “por um lado, permite determinar a quem se deve atribuir um resultado danoso, por outro, é indispensável na verificação da extensão do dano a se indenizar”¹³.

Assim é que, pelo sistema geral de responsabilidade civil previsto no art. 927 do Código Civil, só poderá ser responsabilizado aquele que, por dolo ou culpa, causar dano a outrem e desde que seja demonstrado que a ação ou omissão por ele cometida foi a causa necessária daquele dano.

Como consequência disso, há hipóteses, mesmo de responsabilidade objetiva em que, apesar da constatação do dano, não surge a responsabilidade por indenizar, justamente em virtude da ausência de causalidade¹⁴. Trata-se das excludentes de responsabilidade, assim consideradas: (i) a culpa exclusiva da vítima; (ii) fato de terceiro; ou (iii) caso fortuito e força maior¹⁵.

Essas excludentes se aplicam mesmo às hipóteses de responsabilidade objetiva, pois, quando elas estão presentes, na verdade o próprio nexo de causalidade fica comprometido, pois o dano não decorrerá do comportamento do imputado, mas sim de fato de terceiro, da vítima, de caso fortuito ou força maior.

Feitas essas breves considerações introdutórias, avançaremos sobre as peculiaridades da responsabilidade civil por danos nucleares.

II. PECULIARIDADES DA RESPONSABILIDADE CIVIL POR DANOS NUCLEARES

O marco legal da responsabilidade por danos decorrentes de acidentes nucleares possui fundamento principal no art. 21, XXIII, ‘d’, da Constituição Federal, que prevê que “a responsabilidade civil por danos nucleares independe da existência de culpa”. Essa previsão afasta, de plano, o regime geral culposo da responsabilidade civil, admitindo a possibilidade de responsabilização mesmo naquelas

¹² Gisela Sampaio da Cruz, *Op.cit.*, p. 106.

¹³ *ibidem*, p. 22.

¹⁴ PEREIRA, Caio Mario da Silva. *Responsabilidade Civil de acordo com a Constituição de 1988*, Rio de Janeiro: Ed. Forense, 1992, p. 296; e TEPEDINO, Gustavo; BARBOZA; Heloísa Helena; MORAES, Maria Celina Bodin, *Código Civil Interpretado conforme a Constituição*, Volume II, Rio de Janeiro: Renovar, 2006, p. 810.

¹⁵ De acordo com o art. 393 do Código Civil, “o caso fortuito ou de força maior verifica-se no fato necessário, cujos efeitos não era possível evitar ou impedir”.

hipóteses em que não houver qualquer violação a dever de cuidado, negligência, imprudência ou imperícia¹⁶.

A matéria, contudo, já era disciplinada, no Brasil, desde 1977, pela Lei federal nº. 6.453/77, que dispõe sobre a responsabilidade civil por danos nucleares e a responsabilidade criminal por atos relacionados com atividades nucleares.

Essa Lei foi editada contemporaneamente à celebração dos dois principais tratados internacionais sobre o tema: a Convenção de Paris de 1960 e a Convenção de Viena, de 1963¹⁷. e acolheu, no ordenamento brasileiro, os princípios que haviam sido consolidados por aqueles dois tratados para reger o sistema de responsabilização por danos oriundos de acidentes nucleares, como o da responsabilidade

¹⁶ Nesse sentido, VENOSA, Sílvio, *Direito Civil, Responsabilidade Civil*, Vol. 4. São Paulo: Ed. Atlas, 2011, p. 252; DINIZ, Maria Helena, *Curso de Direito Civil Brasileiro*, 25ª ed. São Paulo: Ed. Saraiva, 2011, p. 647.

¹⁷ O primeiro tratado sobre o tema foi a Convenção de Paris, de 1960, seguida da Convenção Suplementar de Bruxelas, de 1963. Ambos foram celebrados no âmbito da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico – OCDE, sendo a participação restrita aos seus membros ou sujeita à aprovação dos mesmos. A Convenção de Paris introduziu os princípios gerais da responsabilização por danos nucleares vigentes até hoje. De acordo com o art. 3º da Convenção, conforme redação atribuída pelo Protocolo de 2004, “o operador de instalação nuclear será responsável (...) por dano nuclear outro que: i) dano à própria instalação nuclear ou qualquer outra instalação nuclear, inclusive em construção, na região da instalação nuclear em questão; ii) dano a qualquer propriedade na mesma região da instalação nuclear que seja ou fosse usada em conexão com tal instalação; mediante prova de que o dano foi causado por acidente nuclear ocorrido na instalação nuclear ou envolvendo substâncias nucleares dela provenientes. (...)”. O artigo 9º dessa Convenção – também alterado pelo Protocolo de 2004 – traça algumas exceções à responsabilidade do operador da planta nuclear, no seguinte sentido: “O operador não será responsável pelo dano nuclear causado por acidente diretamente decorrente de atos de conflito armado, hostilidades, guerra civil ou insurreição”. O princípio da responsabilidade exclusiva do operador é previsto pelo art. 6º da Convenção de Paris, conforme segue: “Artigo 6º. O direito à compensação por dano causado decorrente de acidente nuclear só pode ser exercido em face de operador responsável pelo dano, de acordo com o disposto nesta Convenção, ou, caso a legislação local preveja direito de ação contra o segurador ou outro garantidor financeiro que conceda a garantia referente ao Artigo 10, em face do segurador ou garantidor. (...)” (tradução livre).

O segundo tratado sobre o assunto, desta vez aberto a quem quisesse dele participar, foi a Convenção de Viena, celebrada no âmbito da Agência Internacional de Energia Atômica, em 1963, o qual só veio a ser ratificado pelo Brasil em 1992 e promulgado pelo Decreto nº. 911, de 1993.

Após o acidente de Chernobyl, uma segunda geração de tratados internacionais começou a ser discutida. São exemplos a adoção, em 1988, do Protocolo conjunto entre as Convenções de Paris e Viena; o Protocolo de 1997 para emendar a Convenção de Viena sobre responsabilidade civil por danos nucleares; e a Convenção da AIEA sobre Compensação Suplementar por danos nucleares, também de 1997. Em 2004, foi editado o Protocolo para emendar a Convenção de Paris e o Protocolo para emendar a Convenção de Bruxelas.

exclusiva e objetiva do operador da planta nuclear e o da limitação da indenização pelos danos decorrentes de acidentes nucleares.

O objetivo dessas Convenções¹⁸ e o da legislação brasileira¹⁹ foi o de criar um sistema de responsabilidade que, ao mesmo tempo, fosse suficiente para proteger os direitos dos indivíduos atingidos por eventuais acidentes, mas também que propiciasse um cenário adequado e atrativo para investimentos e até mesmo para a contratação dos seguros necessários.

Nesse sentido, de acordo com o art. 4º da Lei federal nº. 6.453/1977, “*será exclusiva do operador da instalação nuclear, nos termos desta Lei, a responsabilidade civil pela reparação de dano nuclear causado por acidente nuclear*”, nas seguintes hipóteses:

- (i) quando ocorrer na instalação nuclear (art. 4º, I);
- (ii) for provocado por material nuclear procedente de instalação nuclear, quando o acidente ocorrer: “a) antes que o operador da instalação nuclear a que se destina tenha assumido, por contrato escrito, a responsabilidade por acidentes nucleares causados pelo material; b) na falta de contrato, antes que o operador da outra instalação nuclear haja assumido efetivamente o encargo do material”;
- (iii) for provocado por material nuclear enviado à instalação nuclear, quando o acidente ocorrer: “a) depois que a responsabilidade por acidente provocado pelo material lhe houver sido transferida, por contrato escrito, pelo operador da outra instalação nuclear; b) na falta de contrato, depois que o operador da instalação nuclear houver assumido efetivamente o encargo do material a ele enviado”.

De acordo com Carlos Alberto Bittar, “basta, pois, a exploração da atividade, para que, em caso de acidente nuclear, venha o explorador a ser responsabilizado. Responde civilmente o explorador, portanto, pelo simples e puro acionamento e pelo

¹⁸ SCHWARTZ, Julia A, Liability and Compensation for Third Party Damage resulting from Nuclear Incident, In: *International Nuclear Law: History, Evolution and Outlook*, Nuclear Energy Agency. OECD, 2010, p. 308. No mesmo sentido, LASURTEGUI, Alfonso de los Santos. *Problemas Jurídicos de la Energía Nuclear*, Madri: Sección de Publicaciones de la J. E. N., 1964, pp. 42/43.

¹⁹ PORTO, Sérgio Gilberto, Responsabilidade Civil, Responsabilidade Objetiva e Dano Nuclear, *Ajuri*, nº. 49, jul. 1990, pp. 25/26.

posterior desenvolvimento da atividade nuclear, nos termos e nos contornos delineados, em relação a ambas as noções. Afasta-se, na ocorrência do acidente nuclear, qualquer conotação de ilicitude ou de ingerência subjetiva na ação. Não se fixa qualquer relação entre a ação do explorador e o acidente verificado, que pode ocorrer – e com frequência – sem seu conhecimento ou sem que possa interferir para a sua elisão, especialmente em razão da diversidade de fatores que o produzem (falhas humanas, técnicas e outras), conforme apontado. Na superveniência de acidente – quase sempre imprevisível – responderá o explorador, mesmo que a sua atuação esteja perfeitamente em consonância com as disposições legais, regulamentares e técnicas existentes; mesmo que se esmere nas precauções necessárias; mesmo que subjetivamente se comporte dentro da mais absoluta higidez. Pouquíssimas são as hipóteses – expressamente contempladas – em que se poderá safar do ônus da responsabilidade agravada, matéria na qual assume a teoria objetiva, pois, o grau máximo de exacerbação em sua concretização”²⁰.

O art. 5º da multicitada Lei, por sua vez, prevê que “quando responsáveis mais de um operador, respondem eles solidariamente, se impossível apurar-se a parte dos danos atribuível a cada um, observado o disposto nos artigos 9º a 13”.

Complementando o disposto no art. 4º, o art. 7º dessa lei estabelece que eventual direito de regresso do operador da planta com relação a terceiros que tiverem concorrido para o acidente apenas será cabível “contra quem admitiu, por contrato escrito, o exercício desse direito, ou contra a pessoa física que, dolosamente, deu causa ao acidente”.

A lei admite, ainda, algumas hipóteses de exclusão do dever de indenizar. De acordo com o seu art. 6º, por exemplo, a culpa exclusiva da vítima exonera o operador da responsabilidade perante a essa pessoa, mas não com relação aos demais danos produzidos pelo acidente nuclear²¹.

O art. 8º, por sua vez, estabelece que “o operador não responde pela reparação do dano resultante de acidente nuclear causado diretamente por conflito armado, hostilidades, guerra civil,

²⁰ BITTAR, Carlos Alberto, *Responsabilidade Civil nas Atividades Nucleares*, São Paulo: Ed. Revista dos Tribunais, 1985, p. 189.

²¹ “Art. 6º - Uma vez provado haver o dano resultado exclusivamente de culpa da vítima, o operador será exonerado, apenas em relação a ela, da obrigação de indenizar”.

insurreição ou excepcional fato da natureza”.

Concretizando o princípio da limitação no âmbito do ordenamento jurídico brasileiro, a Lei federal também prevê, em seu art. 9º, um limite máximo para o valor das indenizações devidas por cada acidente nuclear, correspondente a um milhão e quinhentas mil Obrigações Reajustáveis do Tesouro Nacional.

Dessa forma, caso esse valor não seja suficiente para o pagamento de indenização relativa a todos os danos causados por determinado acidente, será necessário proceder ao rateio desse valor entre os credores, na proporção de seus direitos (art. 10).

Tanto as excludentes de responsabilidade quanto a limitação ao valor máximo da indenização são questionadas pela doutrina brasileira, sob o argumento de que os mesmos não teriam sido recepcionadas pela Constituição Federal de 1988, que em seu art. 21, XXIII, ‘d’ (antigo ‘c’), dispõe:

d) a responsabilidade civil por danos nucleares independe da existência de culpa. (Incluída pela Emenda Constitucional nº 49, de 2006)

De acordo com aquela corrente, a Constituição Federal teria estabelecido uma nova disciplina sobre o tema, adotando a regra da responsabilidade objetiva de forma ilimitada^{22,23}, sob a forma

²² Cf. VENOSA, Sílvio, *Direito Civil. Responsabilidade Civil*, Vol. 4. São Paulo: Ed. Atlas, 2011, p. 253. De acordo com Maria Helena Diniz, “não se cogita, para efeito ressarcitório, de existência de nexo causal ou de dolo ou culpa do explorador da atividade (CF, art. 21, XXIII, c), que arcará com o ônus da indenização, embora tenha direito regressivo, se for o caso, contra o causador do dano. Não há qualquer liame causal entre a ação do explorador e o acidente nuclear verificado, pois este pode ocorrer até sem seu conhecimento. Daí ser uma responsabilidade agravada, pois o vínculo causal é tão tênue que se reduz à mera ocorrência do evento lesivo. Não há que se falar em causalidade para haver responsabilidade do explorador; bastará que a vítima demonstre que o dano sofrido resultou de acidente nuclear (DINIZ, Maria Helena, *Curso de Direito Civil Brasileiro*, 25ª ed. São Paulo: Ed. Saraiva, 2011, p. 651). Veja-se, ainda, CAVALIERI FILHO, Sérgio, *Programa de Responsabilidade Civil*, São Paulo: Ed. Atlas, 2008, p. 146; SILVA, Almiro do Couto e. A Responsabilidade Extracontratual do Estado Brasileiro, *Revista de Direito Administrativo*, vol. 202, p. 33; MARTINS, Augusto Werneck, *Energia Nuclear*, RDPGERJ, vol. 41, p. 288; e CASTRO, Guilherme Couto de, *A responsabilidade civil objetiva no direito brasileiro*, Rio de Janeiro: Forense, 2005, p. 71/72.

²³ No sentido contrário, isto é, de que as excludentes previstas na Lei nº. 6.453/77 foram recepcionadas pela Constituição Federal: STOCO, Rui, *Tratado de Responsabilidade Civil: doutrina e jurisprudência*, 7ª ed. São Paulo: Ed. Revista dos Tribunais, 2007, p. 455; DIAS, Sérgio Novais, A Responsabilidade Civil das Atividades Perigosas, In: NERY JUNIOR, Nelson; NERY, Rosa Maria de Andrade (org.), *Responsabilidade Civil*, V. 2. São Paulo: Revista dos Tribunais, 2010, p. 693 (o autor ressalta, contudo, que esse entendimento não se aplica aos danos ambientais); PORTO, Sérgio Gilberto, Responsabilidade Civil, Responsabilidade Objetiva e Dano Nuclear. *Ajuris*, nº. 49, jul. 1990, pp. 23/24; BARROS, Adriano Celestino Ribeiro, A responsabilidade civil e o dano nuclear no ordenamento pátrio, *Fórum de Direito Urbano e Ambiental – FDU*, nº. 42, nov./dez. 2008.

da teoria do risco integral, a qual prescinde até da comprovação denexo causal e consequentemente, não admitindo quaisquer das excludentes tradicionais de responsabilidade, como a força maior e o caso fortuito²⁴.

Recordemos que, em termos de responsabilidade civil, temos, em um primeiro plano, a responsabilidade por culpa; em seguida a objetiva (ou do risco administrativo), que prescinde da culpa, mas exige o nexode causa-efeito entre o comportamento do imputado e o dano sofrido; e, por último, a responsabilidade pelo risco integral, que prescinde até mesmo do nexode causalidade, razão pela qual há quem diga tratar-se materialmente até mais de uma hipótese de assistência social do que propriamente de responsabilidade civil²⁵.

Essa parece ser a doutrina majoritária sobre o assunto,

²⁴ Cf. CAVALIERI FILHO, Sergio. *Programa de Responsabilidade Civil*. São Paulo: Ed. Atlas, 2008, p. 138. De acordo com o autor, “mesmo na responsabilidade objetiva, conforme já enfatizado, embora dispensável o elemento culpa, a relação de causalidade é indispensável. Pela teoria do risco integral, todavia, o dever de indenizar se faz presente tão-só face ao dano, ainda nos casos de culpa exclusiva da vítima, fato de terceiro, caso fortuito ou de força maior” (Idem, pp. 138/139). Ainda de acordo com o autor, “No art. 21, inc. XXIII, letra “c” da Constituição vamos encontrar mais um caso de responsabilidade civil. Temos ali uma norma especial para o dano nuclear, que estabeleceu responsabilidade objetiva para o seu causador, fundada no risco integral, dado a enormidade dos riscos decorrentes da exploração da atividade nuclear. Se essa responsabilidade fosse fundada no risco administrativo, como querem alguns, ela já estaria incluída no art. 37, § 6º da CF, não se fazendo necessária uma norma especial. O art. 8º da Lei nº 6.453/77, exclui responsabilidade do operador pelo dano resultante de acidente nuclear causado diretamente por conflito armado, hostilidades, guerra civil, insurreição ou excepcional fato da natureza. A base jurídica da responsabilidade do explorador da atividade nuclear, entretanto, passou a ser a Constituição a partir de 1988, e esta, em seu art. 21, inc. XXIII, “c”, não abre nenhuma exceção, pelo que entendemos não mais estarem em vigor as causas exonerativas previstas na lei infraconstitucional. Diga-se o mesmo em relação aos limites indenizatórias estabelecidos no art. 9º da citada Lei nº 6.453/77. Sendo ilimitada a responsabilidade do Estado, consoante art. 37, § 6º da Constituição Federal, não pode a lei ordinária estabelecer limites indenizatórias para os danos decorrentes de acidente nuclear, de responsabilidade desse mesmo estado ou de entes privados prestadores de serviços públicos” (CAVALIERI FILHO, Sérgio, *Responsabilidade Civil Constitucional*, *Revista de Direito*, vol. 40, p. 55).

²⁵ Em sede doutrinária já tivemos a oportunidade de observar: “E mais, os casos como, por exemplo, os dos danos sofridos em razão de manifestações multitudinárias ou de crimes praticados por terceiros, na medida em que sequer há a intervenção causal da Administração, desbordam de certa forma do âmbito da responsabilidade patrimonial para inscreverem-se mais apropriadamente no campo da seguridade social, cumprindo, assim, um papel análogo e complementar dos seguros sociais públicos. Exemplo extremo desta modalidade de obrigação pecuniária do Estado, mais de seguridade social que de responsabilidade civil, foi a instituída pela recém editada Lei nº 10.744, de 09 de outubro de 2003, que, adotando a Teoria do Risco Integral, propicia à União arcar com os prejuízos que venham a ser causados por atos terroristas” (ARAGÃO, Alexandre Santos de, *Fundamentos da Responsabilidade Civil do Estado*, in *Doutrinas Essenciais Vol. VI – Responsabilidade Civil*, Ed. RT, 2010).

havendo, portanto, a possibilidade de que, em ocorrendo um acidente nuclear, o Poder Judiciário afaste a aplicação desses dispositivos no caso concreto. Em prevalecendo essa teoria, os únicos pressupostos para a caracterização da responsabilidade civil nuclear seriam (i) a exploração de uma instalação nuclear; e (ii) a ocorrência do dano nuclear, não sendo admitidas quaisquer excludentes ou limitações a esse respeito.

Como visto, contudo, o sistema geral de responsabilidade objetiva, previsto pelo art. 927 no Novo Código Civil e decorrente da sua própria natureza de responsabilidade civil, admite excludentes. Por isso, é possível também defender que a Constituição Federal, ao estabelecer que “a responsabilidade civil por danos nucleares independe da existência de culpa” (art. 21, XXIII, ‘d’), apenas aplica ao tema o sistema geral da responsabilidade objetiva, com todos os seus princípios, não sendo possível daí inferir a adoção da teoria do risco integral, que não admite sequer as excludentes que quebram o nexo de causalidade. Pode-se perfeitamente sustentar que a Constituição excluiu a culpa, mas que não teria ido mais além²⁶.

É certo, ainda, que os princípios da Lei n.º. 6.453/77 foram reafirmados em 1993, com a promulgação do Decreto n.º. 911, que promulgou a Convenção de Viena e que contém todas as excludentes de responsabilidade previstas pela Lei de 1977. Em vista disso, é possível argumentar que a interpretação do Poder Executivo sobre o tema é a de que o sistema de responsabilidade previsto pela Lei n.º. 6.453/77 é compatível com o novo ordenamento constitucional brasileiro e, por conta disso, foi possível ratificar a Convenção em questão, muito semelhante àquela nos pontos mais relevantes.

Veja-se, nesse sentido, os artigos IV e V da Convenção de Viena que versam, respectivamente, sobre as hipóteses de exclusão de responsabilidade e sobre o limite do valor a ser pago a título de indenização:

“ARTIGO IV

1. *A responsabilidade do operador por danos nucleares, de conformidade com a presente Convenção, será objetiva.*

²⁶ Observe-se, contudo, que esse específico argumento diria respeito apenas às excludentes de fato de terceiro, da própria vítima, caso fortuito ou força maior, não se aplicando esse argumento pela constitucionalidade da Lei, naturalmente, a demais excludentes e limitações de valor.

2. *Se o operador provar que a pessoa que sofreu os danos nucleares os produziu ou para eles contribuiu por negligência grave ou por ação ou omissão dolosa, o tribunal competente poderá, se assim o dispuser sua própria legislação, exonerar total ou parcialmente o operador da obrigação de indenizar tal pessoa pelos danos sofridos.*

3.

a) *De conformidade com a presente Convenção, não acarretarão qualquer responsabilidade para o operador os danos nucleares causados por acidente nuclear devido diretamente a conflito armado, a hostilidades, a guerra civil ou a insurreição;*

b) *Exceto na medida em que o Estado da Instalação dispuser em contrário, o operador será responsável pelos danos nucleares causados por acidente nuclear devido diretamente a uma catástrofe natural de caráter excepcional.*

(...)

5. *O operador não será responsável, de acordo com a presente Convenção, pelos danos nucleares sofridos:*

a) *pela instalação nuclear propriamente dita ou pelos bens que se encontrem no recinto da instalação e que estejam sendo ou que deveriam ser utilizados pelas mesmas;*

b) *pelo meio de transporte no qual, ao produzir-se um acidente nuclear, estava o material que o ocasionou.*

(...)

7. *Nenhuma das disposições da presente Convenção afetarã:*

a) *a responsabilidade da pessoa física que, por ação ou omissão dolosa, tenha causado dano nuclear pelo qual, de conformidade com o disposto nos parágrafos 3 e 5 deste artigo, não seja responsável o operador, de acordo com a presente Convenção;*

b) *responsabilidade do operador por dano nuclear fora do âmbito da presente Convenção, desde que, de acordo com o subparágrafo (b) do parágrafo 5 deste artigo, não seja ele responsável, de conformidade com a presente convenção.*

ARTIGO V

1. *O Estado da Instalação poderá limitar a responsabilidade do operador a uma importância não inferior a 5 milhões de dólares por acidente nuclear.*
2. *A importância máxima da responsabilidade, que seja fixada de conformidade com o disposto neste artigo, não incluirá os juros devidos nem as custas fixadas por um tribunal nas ações de ressarcimento por danos nucleares.*
3. *O dólar mencionado nesta Convenção é uma unidade escritural, equivalente ao valor do dólar dos Estados Unidos, em 29 de abril de 1963, ou seja, de 35 dólares por onça-troy de outro fino.*
4. *A importância indicada no parágrafo 6 do artigo IV e no parágrafo 11 deste artigo poderá ser arredondada ao converter-se em moeda nacional”.*

Por fim, é importante fazer a ressalva de que o regime de responsabilidade instituído por essa lei possui aplicação limitada àqueles casos nela especificados. Fora deles, aplicar-se-á o regime comum de responsabilidade civil previsto pelo Código Civil de 2002. De acordo com os seus arts. 16, 17 e 18, o regime especial não se aplica aos seguintes casos: (i) dano causado por emissão de radiação ionizante quando o fato não constituir acidente nuclear; (ii) danos causados àqueles que trabalham com material nuclear ou em instalação nuclear; (iii) danos nucleares sofridos pela própria instalação nuclear, pelos bens que se encontram na área da instalação, destinados ao seu uso e pelo meio de transporte no qual, ao produzir-se o acidente nuclear, estava o material que o ocasionou.

Como se verá mais adiante, há também discussão sobre a aplicação dessa lei aos danos de natureza ambiental decorrentes de acidentes nucleares.

1. Possível âmbito de Incidência Passiva.

Como visto, o art. 4º da Lei nº. 6.453/1977 prevê que “*será exclusiva do operador da instalação nuclear*” “a responsabilidade civil pela reparação de dano nuclear causado por acidente nuclear”, nas hipóteses nela indicadas.

Trata-se da internalização, pelo Brasil, do princípio da responsabilidade exclusiva do operador da instalação nuclear,

também conhecido como “princípio da canalização”²⁷ (“*principle of channelling liability to the nuclear operator*”), previsto nas Convenções internacionais de Paris²⁸ e de Viena²⁹, sendo o Brasil signatário desta última, de acordo com o qual eventuais vítimas de acidentes nucleares só podem processar o operador da instalação, sendo afastado o regime geral de responsabilidade civil³⁰. Sobre o tema, assim se manifesta Carlos Alberto Bittar, em sua monografia sobre o assunto:

“Em consonância com o princípio da ‘canalização’, a responsabilidade civil é concentrada em uma pessoa, o explorador da atividade nuclear. Responde ele por qualquer dano a pessoa ou a coisa que de seu desenvolvimento resulte, nas condições fixadas na legislação especial. Dessa forma, ocorrido, por exemplo, o evento danoso por falha humana, não se cogita, para a indenização da vítima, da existência de nexos causal ou de intenção do explorador da atividade, o qual arcará com o ônus – com direito depois a regresso, se for o caso – mesmo se se tratar de atitude dolosa do agente (...) ou de ilícito (não intencional) da vítima”³¹.

Assim é que, se tivermos em vista exclusivamente a legislação infraconstitucional, “*o fornecedor de um produto defeituoso, por exemplo, não pode ser responsabilizado pelo dano mesmo se ele tiver sido negligente ou faltoso, a não ser que ele tenha aceitado a responsabilidade de acordo com os termos do contrato celebrado com o operador, caso em que o operador tem o direito de regresso contra o fornecedor/contratado. (...) Independentemente do seu*

²⁷ BITTAR, Carlos Alberto, *Responsabilidade Civil nas Atividades Nucleares*, São Paulo: Ed. Revista dos Tribunais, 1985, p. 128.

²⁸ Artigo 6º. O direito à compensação por dano causado decorrente de acidente nuclear só pode ser exercido em face de operador responsável pelo dano, de acordo com o disposto nesta Convenção, ou, caso a legislação local preveja direito de ação contra o segurador ou outro garantidor financeiro que conceda a garantia referente ao Artigo 10, em face do segurador ou garantidor. (...)” (tradução livre).

²⁹ Art. 2º, item 5 da Convenção de Viena, conforme segue: “Sem prejuízo do disposto nesta Convenção, somente o operador poderá ser considerado responsável pelos danos nucleares. Não obstante, esta disposição não afetará a aplicação de nenhum dos acordos internacionais de transporte vigentes ou abertos à assinatura, ratificação ou adesão, na data em que esta Convenção for aberta à assinatura”. (tradução do Decreto nº 911/93, que internalizou a Convenção).

³⁰ FAURE, Michael G.; BORRE, Tom Vanden, *Compensating Nuclear Damage: a Comparative Economic Analysis of the U.S. and International Liability Schemes*. *WM. & Mary Envtl. L. & Pol’y Rev.*, vol. 33: 219, pp. 234/235.

³¹ BITTAR, Carlos Alberto, *Responsabilidade Civil nas Atividades Nucleares*, São Paulo: Ed. Revista dos Tribunais, 1985, pp. 128/129.

*direito de regresso, o operador continua exclusivamente responsável vis-a-vis aos terceiros vitimados*³².

Com exceção dos Estados Unidos³³ e da Áustria, todos os países que possuem legislação sobre responsabilidade civil por danos nucleares adotaram o princípio da responsabilização exclusiva do operador ou da canalização, afastando dessa específica espécie de responsabilização eventuais fornecedores de equipamentos e prestadores de serviços ao operador³⁴.

A *ratio* desse princípio, também como já adiantado, foi criar um sistema de responsabilidade que, ao mesmo tempo, fosse suficiente para proteger os direitos dos indivíduos atingidos por eventuais acidentes, mas também que propiciasse um cenário adequado e atrativo para investimentos³⁵.

Alfonso Lasurtegui, nesse sentido, afirma que um dos motivos para a criação da responsabilidade exclusiva do operador era “não limitar a fabricação de reatores e elementos necessários para a instalação e funcionamento das centrais nucleares (...) ante o temor de que se pudesse exigir das mesmas os danos e prejuízos pelos danificados, incluindo exercendo as pertinentes demandas ante os Tribunais”³⁶. Esse autor, analisando as convenções internacionais sobre o tema, afirma que, com esse princípio, afastou-se a aplicação, nesses casos, da teoria do vício da coisa, previsto no Direito Comum.

No mesmo sentido, Carlos Alberto Bittar afirma que esse

³² SCHWARTZ, Julia A., Liability and Compensation for Third Party Damage resulting from Nuclear Incident, In: International Nuclear Law: History, Evolution and Outlook. Nuclear Energy Agency. OECD, 2010, p. 310. A autora adverte, contudo, que, no cenário internacional, já se verifica uma tendência no sentido de estender a responsabilização por danos oriundos de acidentes nucleares também aos fornecedores (Idem, p. 339).

³³ Nos Estados Unidos, a responsabilidade por danos oriundos de acidentes nucleares é objeto do Price-Anderson Act, de 1957, o qual prevê um sistema de responsabilidade exclusiva apenas do ponto de vista econômico e não do jurídico. Isso significa que “as regras ordinárias do sistema de responsabilidade civil permanecem aplicáveis, mas que o prejuízo econômico da responsabilização deve ser suportado por apenas uma pessoa. ‘Outras pessoas além daquelas para as quais a responsabilidade é economicamente designada podem, portanto, ser consideradas legalmente responsáveis, no sentido de que elas podem recuperar os valores pagos daquele que é economicamente responsável’” (cf. FAURE, Michael; BORRE, Tom. *Op.cit.*, p. 243).

³⁴ Cf. International Atomic Energy Agency – IAEA. *Handbook on Nuclear Law*. Viena: IAEA, 2003, p. 112.

³⁵ SCHWARTZ, Julia A., Liability and Compensation for Third Party Damage resulting from Nuclear Incident, In: International Nuclear Law: History, Evolution and Outlook. Nuclear Energy Agency. OECD, 2010, p. 308.

³⁶ LASURTEGUI, Alfonso de los Santos, *Problemas Jurídicos de la Energía Nuclear*, Madri: Sección de Publicaciones de la J. E. N., 1964, pp. 45/46.

princípio “permite aos exploradores da atividade maior facilidade no trato com seus fornecedores e transportadores, que ficam apartados da responsabilidade, salvo recurso por ilícito internacional”³⁷. A responsabilidade do operador, segundo esse autor, é exclusiva e a ninguém mais se estende³⁸.

Confira-se, também nesse sentido, trecho da exposição de motivos da Convenção de Paris que versa sobre a responsabilidade exclusiva do operador da instalação nuclear:

“Dois fatores principais motivaram a canalização de toda a responsabilidade para o operador, diferentemente do previsto na legislação ordinária sobre responsabilidade civil. Primeiro, é desejável evitar a dificuldade e lentidão inerente à definição do agente legalmente responsável por indenizar. Segundo, tal canalização evita que todos os que possam ser associados à construção ou operação da instalação nuclear além do próprio operador tenham de contratar seguros também, e assim permite a concentração da capacidade disponível de seguros”³⁹.

Vê-se, portanto, que, nos termos da legislação nacional e convenções internacionais sobre o tema, o único agente responsável pelo pagamento de indenização por danos pessoais ou materiais produzidos como resultado direto ou indireto de acidentes nucleares é o operador da instalação nuclear, assim considerado aquele agente devidamente autorizado para explorar essa atividade (art. 1º, I, da Lei nº. 6.453/77).

Dessa forma, com exceção dos danos de natureza ambiental, que serão objeto de tópico específico desse memorando, é possível afirmar que os fornecedores de bens e serviços a operadores de instalações nucleares não poderão, em regra, ser responsabilizados pelos danos oriundos de acidentes nucleares.

Além disso, de acordo com o art. 7º daquela lei, presume-se a ausência de direito de regresso do operador contra eventuais co-responsáveis ou responsáveis integrais pelo dano. Esse direito, com efeito, só existirá em duas situações: (i) quando for expressamente previsto em contrato; e (ii) quando o dano for causado por uma pessoa física que tenha agido com dolo.

³⁷ BITTAR, Carlos Alberto, *Responsabilidade Civil nas Atividades Nucleares*, São Paulo: Ed. Revista dos Tribunais, 1985, p. 130.

³⁸ BITTAR, Carlos Alberto, *Responsabilidade Civil nas Atividades Nucleares*, São Paulo: Ed. Revista dos Tribunais, 1985, p. 180.

³⁹ Tradução livre.

Assim, em princípio, não só é legítima, mas também expressamente admitida pelo nosso ordenamento jurídico – sendo, aliás, o regime *default* –, a cláusula contratual que afaste qualquer tipo de responsabilização por parte dos fornecedores de instalações nucleares. Como visto, via de regra, o operador da instalação nuclear não tem direito de regresso, a não ser que assim definido no contrato celebrado com os seus fornecedores.

Apenas uma posição muito garantista e potencializadora do art. 21, XXIII, ‘d’, da Constituição Federal, poderia dele extrair uma interpretação que levasse à inconstitucionalidades do “princípio da canalização”, já que ele apenas dispõe que “a responsabilidade civil por danos nucleares independe da existência de culpa” e o seu *caput* tem como matéria principal a operação, se iniciando para dispor competir à União “explorar os serviços e instalações nucleares...”.

Não é, contudo, naturalmente nada desprezível a possibilidade de, mesmo contra os melhores argumentos da técnica jurídica estrita, que, em um caso de comoção na opinião pública e com base em uma certa expansiva da aplicação dos direitos fundamentais, seja considerada inconstitucional a limitação da responsabilidade por danos nucleares apenas aos operadores de instalações nucleares”; ou, quiçá, de, com este mesmo propósito finalístico, mas com base em uma outra argumentação, se considerar, por exemplo, o próprio reator como uma “instalação nuclear”.

2. Possibilidade de responsabilização civil por danos causados ao operador independentemente da sistemática de responsabilização civil por danos nucleares

A lei brasileira, como visto, exclui expressamente do seu âmbito de incidência os danos sofridos “I – pela própria instalação nuclear; II – pelos bens que se encontram na área da instalação destinados ao seu uso; III – pelo meio de transporte no qual, ao produzir-se o acidente nuclear, estava o material que o ocasionou” (art. 18)⁴⁰.

⁴⁰ Para Maria Helena Diniz, “obviamente, estão excluídos os danos sofridos pela própria instalação nuclear, pelos bens encontrados na área da instalação destinados a seu uso e pelo meio de transporte no qual se encontrava o material que o ocasionou (art. 18), por constituírem risco próprio da atividade empresarial” (DINIZ, Maria Helena, *Curso de Direito Civil Brasileiro*, 25ª ed. São Paulo: Ed. Saraiva, 2011, p. 650).

A responsabilidade por danos causados às instalações nucleares também não é objeto dos Convênios Internacionais sobre o assunto. O motivo, de acordo com Julia Schwartz, é o intuito de evitar que o seguro mantido pelo operador seja utilizado para o ressarcimento dos danos causados às instalações ou outras propriedades conexas, em detrimento de terceiros⁴¹.

Não sendo abrangidos pela lei especial sobre o assunto, os danos causados às instalações nucleares pelo acidente deverão ser analisados à luz do sistema geral de responsabilidade civil, previsto pelo artigo 927 do Código Civil⁴², devendo ser aferido o nexo de causalidade, bem como a existência de culpa por eventuais danos causados às instalações nucleares. Nesse sentido, se for comprovada a culpa do fornecedor ou prestador de serviços ao operador da planta nuclear, seu cliente, este teria direito ao seu ressarcimento.

Não nos parece aplicável ao caso a previsão constante no parágrafo único do art. 927 do Código Civil, já que o acidente nuclear não poderia ocorrer, parece-nos, durante, por exemplo, a construção de um reator nuclear⁴³, ou durante o desenvolvimento do sof-

⁴¹ SCHWARTZ, Julia A., Liability and Compensation for Third Party Damage resulting from Nuclear Incident, In: International Nuclear Law: History, Evolution and Outlook. Nuclear Energy Agency. OECD, 2010, p. 340. De acordo com a autora, “the conventions, however, are unclear on the question of how to deal with damage to the nuclear installation itself and property on the site of the installation (‘on-site property’) caused by a nuclear incident. The provisions which channel liability for nuclear damage to the operator are silent on the issue. It is thus not clear whether an operator has a right of action against a negligent supplier of goods, services or technology for damage incurred at its installation. In this regarding, there are two opposing points of view: on the one hand, since the overriding principle of the conventions is to channel liability to the operator, on-site property damage should not be recoverable from any other person; on the other hand, *since the overriding purpose of the conventions is to compensate damages suffered by third parties, on-site property damage should fall outside the conventions’ scope and be recoverable under ordinary civil law principles*” (Idem, p. 341, grifamos).

⁴² Como observado por Carlos Alberto Bittar, “a nossa lei opta pelo sistema fechado de delimitação das atividades nucleares, circunscrevendo-as, apenas e expressamente, às realizadas nas instalações nucleares (...) com projeção externa apenas em relação ao transporte de substâncias nucleares de uma para outra instalação. (...) escapam de seu contexto as demais atividades nucleares que se não enquadram no circuito enunciado – e, portanto, sem as suas garantias especiais – ficando subordinadas aos princípios e regras da teoria geral da responsabilidade civil e, quando muito, conforme o caso, aos das atividades perigosas” (BITTAR, Carlos Alberto, *Responsabilidade Civil nas Atividades Nucleares*, São Paulo: Ed. Revista dos Tribunais, 1985, p. 162).

⁴³ Outros riscos estão envolvidos na construção de um reator. Mas nos parece, em princípio, que seriam os riscos normais presentes em grandes projetos de infraestrutura. Há de se considerar, contudo, que de acordo com a jurisprudência italiana, atividades como a de construção edilícia são consideradas perigosas. De acordo com Gustavo Tepedino et ali, naquele ordenamento, “têm-se considerado atividades intrinsecamente de

ware para a sua operação. O acidente nuclear não é um risco inerente a essas duas atividades, mas sim à operação da instalação nuclear. Todavia, a depender das circunstâncias técnicas e fáticas concretas, a questões poderiam mudar de figura se a atividade de construção/fornecimento, por exemplo, do reator tivesse que se dar em parte na própria Usina e lá, neste momento, ocorresse o acidente.

Tampouco nos parece aplicável a responsabilidade objetiva ou por culpa presumida contempladas pelo Código de Defesa do Consumidor, já que a Usina não teria a característica de hipossuficiência para poder ser definida como “consumidor” para efeitos deste Código.

III. PECULIARIDADES DA RESPONSABILIDADE CIVIL POR DANOS AMBIENTAIS

No direito ambiental, aplica-se o sistema da responsabilidade civil objetiva, nos termos do § 1º do art. 14 da Lei 6.938/81, que assim dispõe: “é o poluidor obrigado, *independentemente da existência de culpa*, a indenizar ou reparar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros, afetados por sua atividade”.

Além de objetiva, a responsabilidade por danos ambientais é também solidária entre todos aqueles enquadráveis no conceito de poluidor⁴⁴, “o que permite que a ação seja ajuizada contra qualquer um deles, sendo facultativo o litisconsórcio”⁴⁵. Como esclarecido

risco aquelas relativas a energia, gás, veneno, fogo, armas e explosivos; construir e escavar; uso de tratores e pás mecânicas” (TEPEDINO, GUSTAVO; BARBOZA; HELOISA HELENA; MORAES, MARIA CELINA BODIN, *Op.Cit.*, 2006, p. 810).

⁴⁴ BINDA, Clarice Viana, Responsabilidade Civil Ambiental, *Revista Magister de Direito Ambiental e Urbanístico*, n.º. 24, jun./jul. 2009, p. 78; e FIORILLO, Celso Antonio Pacheco, *Curso de Direito Ambiental Brasileiro*, São Paulo: Ed. Saraiva, 2000, p. 43/44. Nesse sentido:

Ação Civil Pública. Responsável Direto E Indireto Pelo Dano Causado Ao Meio Ambiente. Solidariedade. Hipótese Em Que Se Configura Litisconsórcio Facultativo E Não Litisconsórcio Necessário. I - *A ação civil pública pode ser proposta contra o responsável direto, contra o responsável indireto ou contra ambos, pelos danos causados ao meio ambiente. Trata-se de caso de responsabilidade solidária, ensejadora do litisconsórcio facultativo* (C.P.C., art. 46, I) e não do litisconsórcio necessário (C.P.C., ART. 47). (...) (REsp 37354/SP, Rel. Ministro ANTÔNIO DE PÁDUA RIBEIRO, 2ª T., j. em 30/08/1995, DJ 18/09/1995, p. 29954).

⁴⁵ Resp n.º.1079713/SC (2008/0169678-0), Relator: Min. Herman Benjamin. Neste sentido também, acórdão que julgou o Resp 884.150/MT, Relator Min. Luiz Fux: “(...) A ação civil pública ou coletiva por danos ambientais pode ser proposta contra poluidor, a pessoa física ou jurídica, de direito público ou privado, responsável, direta ou indiretamente, por atividade causadora de degradação ambiental (art. 3º, IV, da Lei 6.898/91), co-obrigados solidariamente à indenização, mediante a formação litisconsórcio facultativo, por isso que a sua ausência não tem o condão de acarretar a nulidade do processo, conso-

por Paulo Affonso Leme Machado, “a vítima não está obrigada a processar conjuntamente todos os poluidores, podendo escolher aquele que lhe convier, chamar à responsabilidade, por exemplo, optando por um poluidor solvente e não pelo insolvente”⁴⁶.

Esse entendimento associado à amplitude do conceito legal de poluidor (“a pessoa física ou jurídica, de direito público ou privado, responsável, direta ou indiretamente, por atividade causadora de degradação ambiental” – art. 3º, IV, da Lei nº. 6.938/81), permite a responsabilização de qualquer um que tenha concorrido com o dano, ainda que mínima ou indiretamente⁴⁷. Nesse sentido, julgado do Superior Tribunal de Justiça, até curioso pela maneira elástica com que coloca a questão, define como poluidor “quem faz, quem não faz quando deveria fazer, quem deixa fazer, quem não se importa que façam, quem financia para que façam, e quem se beneficia quando outros fazem”⁴⁸.

A Lei nº. 6.938/81 não distingue o poluidor direto do poluidor indireto para fins de responsabilização: todos são da mesma forma considerados sujeitos passivos da obrigação de reparar: “afigura-se, pois, irrelevante a diferenciação, entre os participantes, do autor direto em relação ao agente que apenas indiretamente causou o dano, por ter financiado a instalação da atividade degradadora, ou se omitido na fiscalização da sua operação, na medida em que, na dicção legal, todos são poluidores e, em tal condição, respondem *in solidum* pela reparação do prejuízo ambiental. (...) o debate acerca do grau de participação de cada agente na produção do resultado deve ser suscitado somente em sede de ação de regresso (...)”⁴⁹.

ante reiterada jurisprudência desta Corte (...)”.

⁴⁶ *Direito Ambiental Brasileiro*, São Paulo: Ed. Malheiros, 2000, p. 328.

⁴⁷ Nesse sentido, Daniela Marques de Carvalho afirma que, “considerando a importância da preservação do equilíbrio ambiental à qualidade de vida da coletiva, até das gerações futuras, a rígida comprovação da existência de um liame claro e evidente entre atividade e dano tende a ser suavizada para a simples demonstração da presença de uma ‘conexão causal’ de modo a responsabilizar ‘todos aqueles que de alguma maneira possam ser imputados ao prejuízo provocado para a coletividade’. (...) Basta que o empreendimento, de alguma forma, esteja ligado ao dano para que seja imputada obrigação de indenizar àquele que o desenvolve. Este é o entendimento da maioria da doutrina, perfilhado, dentre outros, por Antonio Herman Benjamin, Sergio Ferraz, Édís Milaré, Nelson Nery Junior e Rosa Maria de Andrade Nery, Sergio Cavalieri Filho e Jorge Alex Nunes Athias” (À procura de uma teoria de causalidade aplicável à responsabilidade civil ambiental. *Revista de Direito Ambiental*, vol. 62, abr. 2011, pp. 11 e seg).

⁴⁸ REsp 650728/SC, Rel. Ministro HERMAN BENJAMIN, 2ª T., j. em 23/10/2007, DJe 02/12/2009.

⁴⁹ CARVALHO, Daniela Marques de, À procura de uma teoria de causalidade apli-

Embora o empreendedor seja considerado, por presunção, o sujeito responsável principal pelo dano⁵⁰, de acordo com a jurisprudência, tanto ele, quanto o ente público e “os profissionais que contribuíram para a degradação ambiental são considerados poluidores e respondem solidariamente pelos danos”⁵¹. Para Édís Milaré, contudo, “não há se cogitar de responsabilidade da empresa de consultoria ou dos profissionais que, por falha humana ou técnica, tenham colaborado no desencadeamento do evento danoso, mesmo porque isso implicaria em investigação da *conduta culposa*, circunstância que se não afeiçoa com o fundamento da responsabilidade objetiva, que rege a matéria ambiental. Fica ressalvado ao empreendedor, é claro, voltar-se regressivamente contra o causador do dano, alcançando, inclusive, o profissional que eventualmente tenha se excedido ou omitido no cumprimento da tarefa a ele cometida”⁵². Trata-se, contudo, ao nosso ver, de entendimento minoritário sobre o tema, conforme demonstram os julgados já mencionados.

A discussão sobre a aplicação ou não da teoria do risco integral também é travada no âmbito do direito ambiental. Para grande parte da doutrina ambientalista e da jurisprudência nacional, a legislação brasileira teria ido além da mera responsabilidade objetiva e adotado a teoria do risco integral, que não admite, como visto acima, as tradicionais excludentes denexo de causalidade⁵³⁻⁵⁴.

cável à responsabilidade civil ambiental, *Revista de Direito Ambiental*, vol. 62, abr. 2011, pp. 11 e seg, grifos nossos.

⁵⁰ MILARÉ, Édís, *Direito Ambiental*, São Paulo: Ed. Revista dos Tribunais, 2000, p. 341.

⁵¹ TRF3, AC 200003990728685, Rel. JUIZ MAIRAN MAIA, 6ª T., j. 21/06/2006, DJU 17/07/2006.

⁵² MILARÉ, Édís, *Direito Ambiental*, São Paulo: Ed. Revista dos Tribunais, 2000, p. 344.

⁵³ BINDA, Clarice Viana, Responsabilidade Civil Ambiental, *Revista Magister de Direito Ambiental e Urbanístico*, nº. 24, jun./jul. 2009, p. 72/73. De acordo com essa autora, “o dever de reparar é fundamentado pelo só fato de existir a atividade da qual adveio o prejuízo. Verificado o acidente ecológico, quer por falha humana ou técnica, quer por obra do acaso ou por força da natureza, deve o empreendedor responder pelos danos, podendo, quando possível, voltar-se, pelo direito de regresso, contra o verdadeiro causador” (Idem, p. 74). Também nesse sentido, MILARÉ, Édís, *Direito Ambiental*, São Paulo: Ed. Revista dos Tribunais, 2000, p. 338; e FERRAZ, Sérgio, Responsabilidade civil por dano ecológico, *Revista de Direito Público*, São Paulo, 1979, v. 49-50, p. 38 (“em termos de dano ecológico, não se pode pensar em outra colocação que não seja a malha realmente bem apertada, que possa, na primeira jogada, colher todo e qualquer possível responsável pelo prejuízo ambiental. É importante que, pelo simples fato de ter havido omissão, já seja possível enredar agente administrativo e particulares, todos aqueles que de alguma maneira possam ser imputados ao prejuízo provocado para a coletividade”).

⁵⁴ Confira-se, nesse sentido, o seguinte julgado do Superior Tribunal de Justiça:

E mesmo dentre aqueles que rechaçam a aplicação da teoria do risco integral a acidentes ambientais, há quem defenda que, no caso de acidente ambiental nuclear causado exemplificativamente por um terremoto, não necessariamente a responsabilidade seria afastada:

“(…) O local onde está instalada uma usina nuclear é atingido por um terremoto. Esse seria o fato necessário, como afirma o art. 393 do Código Civil Brasileiro. Como efeito do terremoto constatava-se vazamento radiativo e conseqüente irradiação, lesionando e matando pessoas. (...) não é de se aplicar a isenção de responsabilidade de forma automática. Deverá ser analisada a forma de escolha do local, constatando se houve estudo sísmico da área. Se a área está sujeita, com maior probabilidade que outras áreas, a abalos sísmicos, ao se instalar nessa área o empreendedor não pode beneficiar-se da excludente de responsabilidade. Também deverão ser avaliadas as medidas tomadas para serem evitados danos em decorrência de um possível terremoto. Se as medidas necessárias para evitar o vazamento radioativo não foram previamente tomadas, não houve o uso dos meios para evitar ou impedir os efeitos nocivos ocorridos. Nesse caso não pode ser reconhecida a liberação da responsabilidade civil ambiental”⁵⁵.

Assim, de acordo com o ordenamento jurídico brasileiro, a responsabilidade por danos ao meio ambiente é objetiva e solidária, aplicando-se a todo aquele que, de alguma forma, contribuir para o dano.

Sob esse ponto de vista, portanto, seriam realmente grandes as chances de um fornecedor de equipamento da usina nuclear ser responsabilizado por dano ambiental por este causado.

Temos, no entanto, que, antes darmos por consolidada esta assertiva, aferir se, quando o dano ambiental decorre de acidente nuclear, sendo, portanto, também um dano nuclear, qual dos dois

“Administrativo. Dano Ambiental. Sanção Administrativa. Imposição De Multa. Execução Fiscal.

(...) O poluidor, por seu turno, com base na mesma legislação, art. 14 - “sem obstar a aplicação das penalidades administrativas” é obrigado, “independentemente da existência de culpa”, a indenizar ou reparar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros, “afetados por sua atividade”.

4. Depreende-se do texto legal a sua responsabilidade pelo risco integral, por isso que em demanda infensa a administração, poderá, inter partes, discutir a culpa e o regresso pelo evento.

(...)” (REsp 442586/SP, Rel. Min. LUIZ FUX, 1ª T., j. em 26/11/2002, DJ 24/02/2003, p. 196).

⁵⁵ *Direito ambiental brasileiro*. pp. 205 e ss.

sistemas de responsabilidade civil se aplicaria, ou se ambos se aplicariam.

1. Imbricações da responsabilidade por danos ambientais com a responsabilidade por danos nucleares

Como visto, há um regime geral de responsabilização por danos ambientais, previsto pela Lei federal nº. 6.938/81 e aplicável, em princípio, a todo e qualquer tipo de poluição, e um regime especial de responsabilidade por danos nucleares.

No presente tópico, buscaremos esclarecer quais desses dois regimes aplicar-se-ia aos danos ambientais decorrentes especificamente de acidentes nucleares, isto é, se a existência de legislação específica para regulamentação de danos nucleares excluiria a aplicação da legislação ambiental.

A definição de poluição constante da Lei nº. 6.938/81 é ampla, sendo assim considerada “a degradação da 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” (art. 3º, III). Seria, portanto, possível enquadrar danos decorrentes de um acidente nuclear no conceito geral de poluição, já que este envolve não só danos à fauna e à flora, mas também à saúde, segurança e bem-estar da população e às atividades sociais e econômicas. Além disso, é do conhecimento comum que acidentes nucleares podem provocar danos para a vida animal e vegetal e para ecossistemas diversos, tendo em vista a possível dispersão de material radioativo pelo ar, pelo solo e pela água.

A Lei nº. 6.453/77, por sua vez, expressamente se diz aplicável ao “dano pessoal ou material produzido como resultado direto ou indireto das propriedades *radioativas*, da sua combinação com as propriedades tóxicas ou com outras características dos materiais *nucleares*, que se encontrem em instalação nuclear, ou dela procedentes ou a ela enviados” (art. 1º, VII). Esse conceito também é amplo, podendo ser interpretado de forma a abranger danos à fauna e à flora, que poderiam ser considerados danos materiais.

Tanto a legislação dos danos nucleares, como a dos danos ambientais, como visto, estabelecem no mínimo (a depender da corrente doutrinária adotada) a responsabilidade objetiva. A segunda, contudo, estabelece que essa responsabilidade é ilimitada e solidária entre todos aqueles que concorrerem para a realização do dano. A primeira, por sua vez, prevê, de maneira potencialmente bem mais favorável aos fornecedores e prestadores de serviços, que o único e exclusivo responsável pelo dano é o operador da planta nuclear e tão-somente até o limite previsto em seu art. 9º.

A doutrina jurídica brasileira divide-se sobre qual o sistema seria aplicável aos danos ambientais decorrentes de acidentes nucleares. A primeira corrente defende que não são aplicáveis aos danos ambientais os limites previstos na Lei nº. 6.453/77, seja porque a Lei nº. 6.938/81, que adotou o princípio da responsabilidade objetiva ilimitada⁵⁶, foi editada posteriormente à lei nº. 6.453/77, seja porque, com a promulgação da Constituição Federal de 1988, não teriam sido recepcionados quaisquer dispositivos legais que impusessem limitações à responsabilização por danos ambientais⁵⁷⁻⁵⁸.

A corrente contrária, por sua vez, é bastante heterogênea, concordando apenas no que tange à aplicação da Lei nº. 6.453/77 também aos danos ambientais. Há quem defenda que o conceito de dano nuclear previsto por essa lei é amplo o bastante para enquadrar

⁵⁶ Cf. destaca Paulo Affonso Leme MACHADO, *Prevenção do Dano Nuclear, Aspectos jurídicos*, *Revista dos Tribunais*, maio de 1987, vol. 619, pp. 17/18.

⁵⁷ Esse é o entendimento de Álvaro Luiz Valery Mirra, que defende que “no direito brasileiro, não se verifica a incidência de qualquer limitação legal à plena reparabilidade do dano ambiental. (...) o sistema pátrio de responsabilidade por danos ao meio ambiente dispõe de regras próprias e específicas, derogatórias do regime geral de responsabilidade civil, que se aplicam com exclusividade nessa matéria e não contemplam nenhuma exceção ao princípio da reparação integral do dano. A Lei 6.453/77, relativa à responsabilidade civil por danos decorrentes de atividades nucleares, (...) cuida, na realidade, dos danos causados aos particulares pela poluição resultante de acidentes com materiais radioativos e nucleares, e não do dano coletivo, causado à qualidade ambiental. Este último, é bem de ver, escapa à limitação legal, devendo prevalecer, em relação a ele, a norma do art. 225, § 3º, da CF/88 e a norma do art. 14, § 1º, da Lei 6.938 de 1981, específicas à matéria e, assim, normas especiais em confronto com o disposto na Lei nº. 6.453/77”. (*Responsabilidade Civil pelo Dano Ambiental e o Princípio da Reparação Integral do Dano*. *Revista de Direito Ambiental*, vol. 32, out. 2003, pp. 68 e seguintes).

⁵⁸ De acordo com Clarice Viana Binda, “o Brasil, portanto, adotou a teoria da reparação integral do dano ambiental, o que significa que a lesão causada ao meio ambiente há de ser recuperada em sua integralidade e qualquer norma jurídica que disponha em sentido contrário ou que pretenda limitar o montante indenizatório a um teto máximo será inconstitucional?” (*Op.cit.*, p. 76).

também danos ao meio ambiente⁵⁹⁻⁶⁰. Há também quem sustente, por outro lado, que a promulgação da Constituição Federal de 1988 implicou uma releitura do conceito de dano previsto pela Lei federal mencionada, para que passasse a abarcar “todo aquele decorrente dos efeitos, diretos ou indiretos, das características químicas particulares dos minérios, minerais e materiais referidos na Constituição, art. 21, XIII”, incluindo-se aí os danos ambientais⁶¹.

De acordo, por exemplo, com Guilherme Couto de Castro, “a Lei n.º. 6.453/77 apresenta conceito, em seu art. 1.º, VII, de certa forma amplo, mas insuficiente para abarcar todas as possibilidades cogitadas pelo legislador constituinte. Para fins de interpretação constitucional, o correto é considerar dano nuclear todo aquele decorrente dos efeitos, diretos ou indiretos, das características químicas particulares dos minérios, minerais e materiais referidos na Constituição, art. 21, XIII. Não se está impugnando o teor do art. 1.º, VII, da Lei n.º. 6.453/77; apenas é observado que seu campo de incidência não abarca todas as hipóteses cogitadas pela Constituição. (...) não se deve interpretar a Constituição de acordo com a lei ordinária, mas sim o contrário”⁶².

Parte dos autores, portanto, que sustentam a aplicação a esses danos da legislação nuclear, o fazem porque na verdade a interpretam à luz da Constituição Federal de maneira a potencializá-la ao nível ou quase ao nível da amplitude garantística da legislação

⁵⁹ Nesse sentido, ASBAHR, Péricles, Da Responsabilidade Civil por Dano Ambiental Nuclear, *Revista de Direito Ambiental*, vol. 26, abr. 2002, pp. 195 e seguintes. O autor defende, inclusive, a aplicação das excludentes previstas nos arts. 6.º, 7.º e 8.º da Lei n.º. 6.453/77 à responsabilidade civil por dano ambiental nuclear.

⁶⁰ Carlos Alberto Bittar, por exemplo, entende que só são excluídos do sistema especial previsto pela Lei n.º. 6.453/77 aqueles danos listados em seu art. 18, isto é, os danos sofridos pela própria instalação nuclear, pelos bens que se encontram na área da instalação e pelo meio de transporte: “(...) não só em pessoas esses danos são provocados. Ao revés, podem alcançar todos os demais seres vivos – animais e plantas – produzir poluição da atmosfera e deterioração ou destruição do meio ambiente, em relação aos condicionantes citados. Nos acidentes verificados, ademais, a conjugação de ambos tem sido a tônica, exatamente porque se afigura – dadas as suas proporções – praticamente impossível a dissociação” (BITTAR, Carlos Alberto, *Responsabilidade Civil nas Atividades Nucleares*, São Paulo: Ed. Revista dos Tribunais, 1985, p. 192/193). Esse entendimento, contudo, foi esposado antes da promulgação da Constituição Federal de 1988.

⁶¹ Paulo Affonso Leme MACHADO, nesse sentido, reconhece a aplicação da lei federal n.º. 6.453/77 aos danos ambientais, admitindo expressamente a limitação do valor da indenização, nos termos do art. 9.º da referida lei (*Direito Ambiental Brasileiro*, São Paulo: Editora Malheiros, 2000, p. 778).

⁶² *A responsabilidade civil objetiva no direito brasileiro*. Rio de Janeiro: Forense, 2005, pp. 75/76.

ambiental, tornando na prática pouco relevante a discussão.

Além da fluidez da doutrina, no Brasil não há registro de acidentes nucleares e, por isso, o tema da responsabilidade por danos ao meio ambiente decorrentes desse tipo de acidente é pouco discutido na jurisprudência. O acidente ocorrido em Goiânia na década de 1980 (Césio-137) não é considerado um acidente nuclear, mas um acidente radiológico, já que não ocorreu em uma instalação nuclear.

De toda forma, a jurisprudência que existe sobre esse acidente radiológico⁶³ contém algumas conclusões importantes sobre as questões ora examinadas, a saber: (i) o dano ambiental decorrente de acidentes nucleares seria abrangido pela Lei n.º. 6.453/77⁶⁴; (ii) de toda forma, esse dano é indisponível e insuscetível de prescrição; e que (iii) a responsabilidade pelo dano “é atribuível a quem explora a atividade que teria dado ensejo ao acidente. Se o dano é resultante de ato ilícito, *todos os que concorrem para o resultado são responsáveis na reparação dos efeitos lesivos.* (...) Se uma ou mais pessoas concorrerem culposamente para que se produzisse o resultado, respondem solidariamente pelos danos. E responsabilidade solidária, significa que todos são responsáveis pela dívida, conforme se encontra expresso no parágrafo único do art. 896 do Código Civil”.

Embora, como visto, o objeto do acórdão proferido na apelação cível n.º. 2001.01.00.014371-2/GO, pela 5ª Turma do Tribunal Regional Federal da 1ª Região julgado não tenha sido o regime aplicável a danos ambientais decorrentes de acidentes nucleares, ficou clara a predisposição daquele Tribunal de afastar os limites previstos na Lei federal n.º. 6.453/77, tanto no que diz respeito à prescrição quanto ao valor da indenização e aos possíveis agentes responsabilizáveis. Na prática, portanto, estar-se-ia aplicando o regime geral de responsabilização por danos ambientais.

⁶³ No julgamento da apelação cível n.º. 2001.01.00.014371-2/GO, pela 5ª Turma do Tribunal Regional Federal da 1ª Região.

⁶⁴ De acordo com aquele julgado, “embora o acidente com os radioisótopos de utilização médica tenham sido expressamente excluídos da disciplina da Lei 6.453/77, que dispõe sobre a responsabilidade civil sobre danos nucleares, o dano ambiental por ser de ordem pública é indisponível e insuscetível de prescrição enquanto seus efeitos nefastos continuam a produzir lesão”. Daí se extrai que os danos ambientais oriundos de acidentes nucleares seriam também objeto da Lei n.º. 6.453/77. No caso concreto, contudo, como a Lei federal em questão não se aplicava a acidentes radiológicos, o Tribunal reconheceu que o dano ambiental deveria ser ressarcido de toda forma, com fundamento na legislação ambiental geral.

Há, ainda, jurisprudência consolidada no sentido de que eventuais limites indenizatórios previstos em convenções internacionais, mesmo que ratificadas pelo Brasil, podem ser afastados, ainda que tacitamente, por leis posteriormente editadas no ordenamento jurídico. Esse foi o caso, por exemplo, do limite da indenização por extravio de bagagem, previsto pela Convenção de Varsóvia sobre transporte aéreo internacional⁶⁵, o qual é incompatível com o regime instituído posteriormente pelo Código de Defesa do Consumidor.

O mesmo se diga quanto às regras aplicáveis à limitação subjetiva dos agentes responsáveis pelo pagamento das indenizações. Por ocasião do julgamento do agravo de instrumento n.º 200602010048659, o Tribunal Regional Federal da 2ª Região reconheceu que a ratificação, pelo Brasil, da Convenção Internacional sobre Responsabilidade Civil em Danos Causados por Poluição por Óleo, que limita o rol de possíveis agentes responsabilizáveis por esses danos, não afasta a aplicabilidade da legislação ambiental brasileira.

No caso concreto, tratava-se de um acidente por derramamento de óleo no mar por embarcação operada por uma empresa estrangeira, a serviço da Petrobras. De acordo com o Decreto n.º 83.540/79 – que também constitui uma legislação setorial específica de responsabilidade civil, tal como a nuclear –, a responsabilidade civil pelos danos decorrentes de acidentes desse tipo seria exclusivamente do proprietário da embarcação⁶⁶. Não obstante isso, em sua decisão, o Desembargador Sérgio Schwaitzer assinalou que “a aplicabilidade do art. 2º, do Decreto n.º 83.540, de 04.06.1979, que

⁶⁵ Nesse sentido, exemplificativamente:

Agravo Regimental Em Agravo De Instrumento. Responsabilidade Civil. Extravio De Bagagem Em Viagem Internacional. Aplicação Do Código De Defesa Do Consumidor. Revisão Dos Danos Morais. Impossibilidade. Valor Dentro Dos Parâmetros Da Razoabilidade E Da Proporcionalidade. Precedentes. 1. *O Superior Tribunal de Justiça é firme no sentido de que, após o advento do Código de Defesa do Consumidor, a tarifação por extravio de bagagem prevista na Convenção de Varsóvia não prevalece, podendo a indenização ser estabelecida em valor maior ou menor, consoante a apreciação do magistrado no tocante aos fatos acontecidos* (cf. AgRg no REsp 1.101.131/SP, Rel. Ministro Aldir Passarinho Junior, DJe 27/4/2011; AgRg no Ag 1.230.663/RJ, Rel. Ministro João Otávio de Noronha, DJe 3/9/2010, e AgRg no Ag 1.035.077/SP, Rel. Ministro Massami Uyeda, DJe 1º/7/2010). (...) (AgRg no Ag 1389642/RJ, Rel. Ministro RICARDO VILLAS BÓAS CUEVA, TERCEIRA TURMA, julgado em 15/09/2011, DJe 20/09/2011).

⁶⁶ “Art. 2º O proprietário de um navio, que transporte óleo a granel como carga, é civilmente responsável pelos danos causados por poluição por óleo no Território Nacional, incluído o mar territorial, salvo nas hipóteses previstas no § 2º, do artigo III, da Convenção ora regulamentada”.

aponta a responsabilidade civil do proprietário de navio de transporte de óleo a granel como carga pelos danos ambientais causados, *não afasta ou exclui, por evidente, a aplicabilidade do art. 14, § 1º, da Lei n.º 6.938, de 31.08.1981, que indica o poluidor, definido no art. 3º, IV, do mesmo Diploma, como o responsável, independentemente da existência de culpa, pela indenização ou reparação dos danos causados ao meio ambiente e a terceiros, afetados por sua atividade.* Nessa perspectiva, dada a responsabilidade objetiva (ou pelo risco integral) e solidária instituída na Lei n.º 6.938, de 31.08.1981, há, sim, a princípio, positiva pertinência subjetiva da PETROBRAS para integrar o pólo passivo da lide, isso notadamente ante sua condição de fretadora, vale dizer, ante sua condição de contratante de serviço de transporte de óleo árabe leve cru pela embarcação envolvida no acidente em tela, sem prejuízo de regresso indenizatório vindicável, em sede própria, em face da pessoa efetivamente culpada pela degradação do meio ambiente (nesse sentido: STJ, REsp n.º 467.212-RJ, DJU de 15.12.2003)⁶⁷.

Assim é que, pela pouca jurisprudência existente, existe a possibilidade de que a sistemática prevista pela Lei n.º 6.543/77 (leia-se: responsabilidade exclusiva e limitada) não seja aplicada aos danos ambientais decorrentes de eventual acidente nuclear. Em seu lugar, seria aplicada a sistemática geral prevista pela Lei federal n.º 6.938/81, o que poderia em tese implicar a responsabilização também dos fornecedores do operador da planta nuclear.

É importante considerar, por fim, que, no âmbito internacional, o entendimento parece ser o oposto. Nos últimos anos, tem-se observado um movimento para que os danos ambientais passem a ser também indenizáveis na forma já adotada para danos pessoais e materiais, o que indica que até então tal sistemática não se aplicava aos mesmos ou que, pelo menos, gerava dúvidas.

Prova disso é que a Convenção de Paris, da qual o Brasil não é signatário, foi alterada em 2004 para, dentre outros aspectos, ampliar o conceito de dano nuclear, que não mais se restringe tão-somente aos danos às pessoas e à propriedade, mas passa a poder englobar também, nos termos e na extensão determinada pela legislação de cada país signatário, lucros cessantes e os custos necessários ao reestabelecimento do meio ambiente prejudicado⁶⁷. O Protocolo

⁶⁷ A partir de 2004, a Convenção de Paris, passou a prever a definição de “dano nuclear”, abrangendo: (1) perda de vida ou dano a pessoa; (2) perda ou dano a propriedade; além dos seguintes, de acordo com a previsão da legislação local de cada País signatário:

para a alteração da Convenção de Viena, de 1997, prevê definição semelhante, em seu art. 2º ⁶⁸.

IV. LIMITAÇÃO À RESPONSABILIDADE CIVIL EM CONTRATOS CELEBRADOS COM ESTATAL OPERADORA DE ATIVIDADES NUCLEARES

Nesse último tópico, analisaremos a possibilidade de inclusão, em contrato celebrado por um fornecedor com estatal operadora de plantas nucleares de geração de energia elétrica, de uma cláusula prevendo a limitação das responsabilidades por danos decorrentes dessa atividade.

Trata-se de saber, em outras palavras, se poderia um particular incluir *cláusula de não indenizar* ou *cláusula de irresponsabilidade* (ou, ainda, *exonerativa de responsabilidade*) em contrato celebrado com uma empresa estatal.

De acordo com a doutrina majoritária, nenhuma cláusula contratual pode afastar texto expresso de lei sobre responsabilidade civil⁶⁹⁻⁷⁰. Admite-se, contudo, em determinadas hipóteses, a

(3) prejuízo econômico decorrente de (1) ou (2) acima, desde que neles já não abarcado, e sofrido por pessoa com legitimidade para reclamar tal prejuízo; (4) custos das medidas de recuperação do meio ambiente degradado, desde que de valor significativo, correspondentes a medidas efetivamente tomadas e desde que não inclusos no item (2) acima; (5) perda de renda derivada de interesse econômico direto derivado de qualquer uso ou gozo do ambiente degradado, sofrido como resultado de prejuízo significativo do ambiente e desde que não inclusa no item (2) acima; (6) custos de medidas preventivas e eventuais prejuízos decorrentes da adoção dessas medidas (tradução livre).

⁶⁸ A definição de “dano nuclear” prevista pelo referido Protocolo abarca, igualmente, os custos descritos nos itens (1) a (6) acima e, ainda, quaisquer outras perdas econômicas, além daquelas causadas pela recuperação do meio ambiente degradado, desde que assim permitido pela legislação local sobre responsabilidade civil.

⁶⁹ Como salientado por Sérgio Cavalieri Filho, “só a lei pode excepcionar algumas situações em que, não obstante a conduta e o dano, o agente não será responsabilizado. É o que ocorre nos casos de legítima defesa, estado de necessidade e de exercício regular de um direito, previstos no art. 188 do Código Civil. (...) A convenção jamais poderá fazer isso, porque a ninguém é dado estipular que, em determinada situação, não será o sujeito passivo do dever de reparar. Isso escapa do campo das disposições das partes, onde só lhes é permitido negociar sobre as consequências da responsabilidade – a reparação. A responsabilidade, enfatiza-se uma vez mais, além de pessoal, é emanção da ordem jurídica, consequência automática do ato ilícito, de sorte que só por lei pode ser afastada”. (CAVALIERI FILHO, Sérgio. *Programa de Responsabilidade Civil*, São Paulo: Ed. Atlas, 2008, p. 515).

⁷⁰ “Pela natureza do direito público em que consiste o direito ao meio ambiente, eventual cláusula contratual de não indenizar, mediante a qual o poluidor busca liberar-se de quaisquer obrigações futuras de indenização, não tem validade alguma, sendo válida apenas para delimitar a responsabilidade entre as partes privadas” (BINDA, Clarice Viana. *Responsabilidade Civil Ambiental, Revista Magister de Direito Ambiental e Urbanístico*, n.º 24,

estipulação contratual de cláusula de não indenizar, isto é, cláusula que, embora não afaste a responsabilidade propriamente dita, limite ou exclua “a obrigação derivada da responsabilidade, isto é, a reparação”⁷¹.

De acordo com Sérgio Cavalieri Filho, “a cláusula de não indenizar tem sido admitida no Brasil e em outros países, pela doutrina e jurisprudência, dentro de certos limites, com base no princípio da autonomia da vontade e na liberdade de contratar. As partes podem, por exemplo, através de cláusula contratual expressa, eximir o alienante dos riscos da evicção, consoante o art. 449 do Código Civil; podem, também, atenuar o valor da indenização, estipulando no contrato que o devedor só responda por culpa grave; podem, ainda, prefixar o valor da indenização, como no caso da cláusula penal compensatória, por meio da qual se evitam as dificuldades da liquidação das perdas e danos, limitando objetivamente a responsabilidade; podem, até, transferir para outrem o efetivo pagamento da indenização, através de contrato de seguro, bem como transacionar sobre o quantum da indenização ou, mesmo, renunciá-la, já após a ocorrência do dano e até em fase de execução. (...) A admissibilidade da cláusula de não indenizar funda-se, portanto, no *princípio da autonomia da vontade e na liberdade de contratar*”⁷². De toda forma, essa cláusula só é admissível para reger a responsabilidade contratual, não se aplicando a danos sofridos por terceiros que não participaram do contrato⁷³.

Então, em princípio, uma cláusula comum de exclusão do dever de indenização apenas é aplicável entre as partes contratantes e, por isso, não seria suficiente para afastar a responsabilidade por danos causados a terceiros ou ao meio ambiente, já que essas teriam fundamento legal e não contratual.

A questão que se coloca é: e se a mesma lei que criar a responsabilidade civil, expressamente já a excluir para determinadas pessoas?

Esse é justamente o caso da Lei federal nº. 6.453/77.

jun./jul. 2009, p. 74).

⁷¹ CAVALIERI FILHO, Sérgio, *Programa de Responsabilidade Civil*, São Paulo: Ed. Atlas, 2008, p. 516.

⁷² CAVALIERI FILHO, Sérgio, *Programa de Responsabilidade Civil*, São Paulo: Ed. Atlas, 2008, p. 516.

⁷³ PEREIRA, Caio Mario da Silva, *Responsabilidade Civil de acordo com a Constituição de 1988*, Rio de Janeiro: Ed. Forense, 1992, p. 303.

Por expressa previsão legal o operador da planta nuclear será exclusivamente responsável pelos danos nucleares produzidos pela sua atividade e só terá direito de regresso contra seus fornecedores se houver cláusula contratual específica nesse sentido ou se for comprovado que o acidente foi dolosamente causado por uma pessoa física⁷⁴. Assim, descumpridas essas condições, os fornecedores não poderiam ser instados a pagar qualquer tipo de indenização por danos decorrentes de acidentes nucleares.

Cumpra-se indagar, contudo, partindo-se do pressuposto da constitucionalidade dessa exclusão (cf discussões acima postas), se entidades integrantes da Administração pública indireta poderiam dispor, contratualmente, do seu direito de regresso contra fornecedores que se demonstrem culpados por danos nucleares, sobretudo em se considerando que, na eventualidade de um acidente nuclear, tal renúncia poderia acarretar enorme prejuízo aos cofres públicos. Seria o direito de regresso, nesses casos, um direito indisponível/irrenunciável pela Administração Pública⁷⁵

De acordo com a doutrina jurídico-administrativa tradicional, essa cláusula seria, no mínimo, questionável, à luz do princípio da indisponibilidade dos interesses públicos pela Administração, cujo corolário é a “indisponibilidade dos direitos concernentes a interesses públicos”⁷⁶. De acordo com Maria Sylvania Zanella Di Pietro, “precisamente por não poder dispor dos interesses públicos cuja guarda lhes é atribuída por lei, os poderes atribuídos à Administração têm o caráter de poder-dever; são poderes que ela não pode deixar de exercer, sob pena de responder pela omissão. Assim, a autoridade não pode renunciar ao exercício das competências que lhe são

⁷⁴ “Art. 7º - O operador somente tem direito de regresso contra quem admitiu, por contrato escrito, o exercício desse direito, ou contra a pessoa física que, dolosamente, deu causa ao acidente”.

⁷⁵ Como assinalado por Geisa de Assis Rodrigues, “o direito é indisponível, quando seu titular não pode dele renunciar nem realizar concessão que represente redução de seu conteúdo. A nota de indisponibilidade sempre está ligada ao interesse público, aquele reputado como de interesse geral em um momento histórico específico de uma dada sociedade, de modo a se evitar o risco de prejuízos a bens relevantes para o sistema jurídico” (RODRIGUES, Geisa de Assis, *Ação Civil Pública e Termo de Ajustamento de Conduta: Teoria e Prática*, Rio de Janeiro: Ed. Forense, 2006, p. 51).

⁷⁶ BANDEIRA DE MELLO, Celso Antônio, *Curso de Direito Administrativo*, São Paulo: Ed. Malheiros, 2004, p. 66. De acordo com esse autor, “ao nível da Administração os interesses públicos são inalienáveis e, por isso mesmo, não podem ser transferidos aos particulares” (Idem, p. 75). No mesmo sentido, CARVALHO FILHO, José dos Santos. *Manual de Direito Administrativo*. Rio de Janeiro: Ed. Lumen Juris, 2009, pp. 32/33.

outorgadas por lei; não pode deixar de punir quando constate a prática de ilícito administrativo; não pode deixar de exercer o poder de polícia para coibir o exercício dos direitos individuais em conflito com o bem-estar coletivo; não pode deixar de exercer os poderes decorrentes da hierarquia; não pode fazer liberalidade com o dinheiro público”⁷⁷.

É com fundamento nesse princípio, por exemplo, que a doutrina defende o dever do Estado de ajuizar ação regressiva contra o agente público que, por culpa ou dolo, causou danos a terceiros, para satisfazer o prejuízo causado aos cofres públicos pelo pagamento de indenização à vítima⁷⁸. Foi também com fundamento nesse princípio que se discutiu a possibilidade ou não de a Administração Pública se submeter a procedimentos de arbitragem⁷⁹ e que atualmente se debate sobre a possibilidade de a Administração Pública flexibilizar a aplicação das tradicionais cláusulas exorbitantes aos contratos administrativos celebrados com terceiros⁸⁰. Ou seja, se a Lei dá a possibilidade da Administração responsabilizar o seu fornecedor,

⁷⁷ DI PIETRO, Maria Sylvania Zanella, *Direito Administrativo*, São Paulo: Atlas, 2010, p. 66, grifos nossos.

⁷⁸ “Art. 37. A administração pública direta e indireta de qualquer dos Poderes da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios obedecerá aos princípios de legalidade, impessoalidade, moralidade, publicidade e eficiência e, também, ao seguinte: (Redação dada pela Emenda Constitucional nº 19, de 1998) (...) § 6º - As pessoas jurídicas de direito público e as de direito privado prestadoras de serviços públicos responderão pelos danos que seus agentes, nessa qualidade, causarem a terceiros, assegurado o direito de regresso contra o responsável nos casos de dolo ou culpa.

⁷⁹ Cf. NETTO, Cássio Telles Ferreira. *Contratos Administrativos e arbitragem*. Rio de Janeiro: Elsevier, 2008, p. 51. Vale mencionar que o Superior Tribunal de Justiça já reconheceu a legitimidade da inclusão de cláusula arbitral em contrato celebrado por sociedade de economia mista exploradora de “serviços públicos de natureza industrial ou atividade econômica de produção ou comercialização de bens, suscetíveis de produzir renda e lucro”, tendo em vista que “os direitos e as obrigações deles decorrentes serão transacionáveis, disponíveis e, portanto, sujeitos à arbitragem”.

⁸⁰ Diogo de Figueiredo Moreira Neto, por exemplo, fez existir uma tendência à flexibilização das cláusulas exorbitantes dos contratos administrativos, à luz dos princípios da confiança legítima, da eficiência e do fomento público, tendo “surgido propostas que inovam a adoção das cláusulas discricionárias, contrato a contrato, segundo o juízo de conveniência e de oportunidade a ser feito pela Administração em face de cada contratação específica a que se proponha realizar” (MOREIRA NETO, Diogo de Figueiredo, O futuro das cláusulas exorbitantes nos contratos administrativos. In: Aragão, Alexandre Santos de; MARQUES NETO, Floriano de Azevedo (coord.), *Direito Administrativo e seus novos paradigmas*, Belo Horizonte: Ed. Fórum, 2008, p. 588). Maria Sylvania Di Pietro, em sentido contrário, afirma que a Administração Pública não pode renunciar a direitos a ela assegurados na Lei de licitações, sobretudo sem autorização legal específica para tanto (Ainda existem os chamados contratos administrativos? In: DI PIETRO, Maria Sylvania Zanella; RIBEIRO, Carlos Vinícius Alves (coord.), *Supremacia do interesse público e outros temas relevantes do direito administrativo*, São Paulo: Ed. Atlas, 2010.

ela estaria abrindo mão do interesse público se contratualmente o eximisse de tal responsabilidade.

Nesse contexto, eventual cláusula contratual que excluísse o direito de regresso por parte da estatal contra os seus fornecedores em caso de acidente nuclear, ou simplesmente a não inclusão de uma cláusula nesse sentido no contrato de fornecimento (em se considerando que a regra é a ausência de direito de regresso) poderia ser questionada por implicar em uma renúncia a direito, renúncia essa que poderia acarretar elevados prejuízos financeiros para a sociedade de economia mista em questão e, indiretamente, ao Erário Público.

Além disso, é importante também considerar que, de acordo com o art. 73, § 2º, da Lei nº. 8.666/93, há a previsão de que “o recebimento provisório ou definitivo não exclui a responsabilidade civil pela solidez e segurança da obra ou do serviço, nem ético-profissional pela perfeita execução do contrato, dentro dos limites estabelecidos pela lei ou pelo contrato”, o que significa que, em regra, a empresa contratada pela Administração Pública para a prestação de serviços é responsável pela sua segurança mesmo após o recebimento do mesmo⁸¹.

Por outro lado, seria possível defender a legitimidade dessa eventual cláusula de exclusão ou de limitação de responsabilidade (para com a estatal, repise-se, não com outros interesses, titulados por quem não faz parte do contrato) com fundamento em dois argumentos principais, além da generalidade da Lei nº 8.666/93 que, por essa razão, mesmo sendo posterior, não excluiria a aplicação da lei setorial específica da responsabilidade civil por danos nucleares.

O primeiro deles reside na necessidade de conferir à estatal, na qualidade de entidade submetida por lei ao regime jurídico de direito privado, a flexibilidade e agilidade necessárias ao atendimento de suas finalidades⁸². Isso não significa que a estatal não esteja adstrita

⁸¹ Marçal Justen Filho, contudo, reconhece que “o recebimento não exclui a incidência das regras específicas disciplinadoras de casos especiais” (*Comentários à Lei de Licitações e contratos administrativos*. São Paulo: Dialética, 2005, p. 570).

⁸² Nas palavras de FLORIANO DE AZEVEDO MARQUES NETO, “a constituição pelo Estado de entes constituídos sob a égide do direito privado (empresas estatais) atendeu a uma necessidade ditada pelas novas funções exercidas pelo poder público. De um lado, respondeu ao processo de crescimento da intervenção estatal no domínio econômico (transcendendo esta atuação aos limites do serviço público). De outro, *derivou justamente da busca de uma maior flexibilidade e agilidade para o exercício de funções estatais, a partir do reconhecimento de que o regime de direito público traz restrições que, por vezes, empeceriam o cumprimento das finalidades pú-*

ao atendimento do interesse público, mas sim que ela deve possuir, na medida em que criada sob o formato empresarial, liberdade para escolher os meios para o atendimento desse interesse.

Como assinala Diogo de Figueiredo Moreira Neto, “o princípio do interesse público deverá sempre ser atendido nas relações contratuais com a Administração e isso é legalmente indisponível. Não obstante, as condições em que esse atendimento dar-se-á ou se possa dar, é matéria administrativamente disponível, sempre se que instaure concurso com outros princípios constitucionalmente relevantes”⁸³⁻⁸⁴, como é o caso do princípio da eficiência.

Como assinalado por Onofre Alves Batista Júnior, “se a autonomia de vontade proporciona ao privado um poder de mover-se a si próprio com vista à persecução de um fim livre e lícito, no Direito Administrativo, o poder da Administração é ‘poder/dever’ orientado à persecução do melhor interesse público possível, que sempre se encontra seu fundamento nas leis, estando, assim, sua manifestação fundamentada e vinculada pelas normas jurídicas”⁸⁵. Mas também é certo que, “nas balizas legais, a Administração Pública conta com o poder de valorar a melhor alternativa para o bem comum. (...) O que existe é margem para que o administrador valora a situação, conforme juízo aberto de conveniência e oportunidade, mas tudo para que

blicas” (MARQUES NETO, Floriano de Azevedo, As contratações estratégicas das estatais que competem no Mercado, In *Direito Administrativo: estudos em homenagem a Diogo de Figueiredo Moreira Neto*, Lumen Juris, Rio de Janeiro, 2006, p. 578, grifos nossos). No mesmo sentido, HELY LOPES MEIRELLES, por todos, assim resume a questão: “A sociedade de economia mista ostenta a estrutura e funcionamento da empresa particular, porque isto constitui, precisamente, sua própria razão de ser. Nem se compreenderia que se burocratizasse tal sociedade a ponto de emperrar-lhe os movimentos e a flexibilidade mercantil, com os métodos estatais” (MEIRELLES, Hely Lopes, *Direito Administrativo brasileiro*, Malheiros, São Paulo, 1993, p. 333).

⁸³ MOREIRA NETO, Diogo de Figueiredo, O futuro das cláusulas exorbitantes nos contratos administrativos, In: Aragão, Alexandre Santos de; MARQUES NETO, Floriano de Azevedo (coord.), *Direito Administrativo e seus novos paradigmas*, Belo Horizonte: Ed. Fórum, 2008, p. 589.

⁸⁴ Eros Roberto Grau, no mesmo sentido, adverte que “é certo que inúmeras vezes deve dispor de direitos patrimoniais, sem que, com isso, esteja a dispor do interesse público, porque a realização deste último é alcançada mediante a disposição destes” (GRAU, Eros Roberto, Arbitragem e Contrato Administrativo, In: *Revista da Escola Paulista da Magistratura*, v. 3, n.º. 2, jul./dez. 2002, p. 49/58).

⁸⁵ BATISTA JUNIOR, Onofre Alves, *Transações Administrativas: um contributo ao estudo do contrato administrativo como mecanismo de prevenção e terminação de litígios e como alternativa à atuação administrativa autoritária, no contexto de uma administração pública mais democrática*. São Paulo: Ed. Quartier Latin do Brasil, 2007, p. 471.

possa atender ao bem comum da melhor maneira possível⁸⁶.

O segundo argumento residiria na necessidade de se analisar o tema sob uma perspectiva pragmática e consequencialista⁸⁷, à luz dos princípios constitucionais da economicidade e da eficiência⁸⁸. Isso porque é evidente que a previsão ou não, pela estatal, do direito de regresso nos contratos celebrados com os seus fornecedores importará consequências econômicas para os preços dos contratos⁸⁹.

Nesse sentido, é importante considerar que os empresários racionalmente sempre monetizam os riscos que correm, repassando-os para o preço final dos contratos como um dos seus custos⁹⁰. Assim, o aumento dos riscos em um contrato repercute no preço final do mesmo. Na economia, todo risco é precificado⁹¹.

⁸⁶ BATISTA JUNIOR, Onofre Alves, *Op.cit.*, p. 471.

⁸⁷ A ênfase nessa perspectiva consequencialista e pragmática é defendida por RICHARD POSNER, que alerta para uma concepção “interessada nos fatos e também bem informada sobre a operação, propriedades e prováveis efeitos de cursos alternativos de ação” (POSNER, Richard, *Overcoming law*, 1996, p.5. Tradução livre).

⁸⁸ ARAGÃO, Alexandre Santos de, *Princípio da Eficiência*, publicado na Revista de Direito Administrativo, v. 237, 2004.

⁸⁹ Se afirma que essas cláusulas apresentam como uma de suas principais vantagens reduzir os riscos do negócio para uma das partes e permitir o controle e o planejamento da operação. Em vista disso, “la posibilidad de insertarlas es un incentivo a las industrias nacientes o de utilidad o beneficio marginal. Este precisamente fue el argumento utilizado en los albores de la industria de la aeronáutica, cuando los riesgos de accidentes graves eran altísimos y las ventajas de la navegación aérea aún no eran aparentes. Si las pequeñas empresas no hubiesen podido limitar el monto de su responsabilidad, habría sido necesario aumentar las tarifas del transporte aéreo a cifras tan elevadas que la industria jamás hubiese podido capturar el sector significativo del mercado que le permitió crecer y estabilizarse. (...) Si se desautorizan todas las cláusulas limitativas o de exoneración de la responsabilidad contractual, la empresa ha de verse plagada de reclamaciones que han de llevarla a la quiebra. beneficiar adquirir seguros de responsabilidad civil que cubran el grueso de las operaciones no resultaría rentable. El Estado podría tomar una de dos alternativas: autorizar dichas cláusulas o proveer incentivos directos o indirectos a la empresa (subsídios de salarios a los empleados, subsidio de primas de seguro, exenciones contributivas, etc.) que hagan rentable la operación, pese al alto costo de los seguros. El Estado podría, inclusive, constituirse en asegurador y cobrar primas mínimas para hacer rentable la operación. La forma menos obvia de intervenir es dejar que las empresas inserten las cláusulas en los contratos (...). Esto nos lleva a un cuarto argumento en favor de las cláusulas modificativas, uno que será de beneficio para la otra parte que consiente en ellas; el acreedor. El deudor que teme responder en forma ilimitada presumiblemente aumentará el precio del producto o servicio para cubrir el costo de dichas reclamaciones o de primas más altas. Si puede limitar su responsabilidad, podrá disminuirlo” (ARGÜELLES, Luiz Muñoz, *Las cláusulas modificativas de la responsabilidad contractual*, Bogotá: Editorial Temis, 2006, pp. 56-60).

⁹⁰ Há dois tipos de custo em que a empresa incorre: fixo e variável. Este compreende os custos que variam quando muda a quantidade produzida do bem, enquanto aquele engloba os custos que são incorridos, qualquer que seja o volume de produção (PINHEIRO, Armando Castelar, *Direito, Economia e Mercados*, Elsevier, Rio de Janeiro, 2005, p. 73).

⁹¹ “Supõe-se que o investidor somente deva aplicar seu dinheiro num projeto quando conseguir esquadriñar o grau do risco assumido, a fim de desenvolver instrumen-

Dito de outra forma, a previsão contratual do direito de regresso da empresa estatal operadora da planta nuclear contra os seus fornecedores implicará, certamente, no aumento dos preços praticados por esses últimos, já que, no mínimo, passarão também a ser considerados os custos necessários à contratação de seguros pelos mesmos.

Isso foi justamente o que as convenções internacionais tentaram evitar, como exposto acima. O sistema internacional (e nacional infraconstitucional) de responsabilização por danos nucleares visou justamente impedir que todos os agentes envolvidos com as atividades de geração de energia nuclear (operadores e geradores) tivessem de contratar, individualmente, seguros para o pagamento de eventuais indenizações por acidentes ocorridos nessas plantas, aumentos exponencialmente os custos associados a esse tipo de contratação e, eventualmente, excedendo a capacidade das empresas seguradoras para esse fim⁹². Pode não ser eficiente, portanto, aplicar uma sistemática diferenciada para aqueles casos em que os operadores de plantas nucleares sejam empresas estatais, sobretudo em se considerando que essa sistemática foi criada com fundamento nas práticas internacionais consolidadas e é adotada por quase todos os países que possuem legislação sobre o tema. O benefício para o patrimônio seria apenas aparente, superficial.

É possível, nesse sentido, interpretar os arts. 4º e 7º da Lei nº. 6.453/77 como cláusulas gerais de possível alocação de riscos no âmbito dos contratos relacionados com a geração de energia nuclear (fornecimento, transporte, etc), que refletem a melhor solução encontrada no âmbito internacional (*international best practices*) para o tema⁹³, e

tos que sejam capazes de mitigar os efeitos daninhos deles (...) – os quais (...) integrarão os custos do projeto” (MOREIRA, Egon Bockmann, Riscos, incertezas e concessões de serviços públicos, *Revista de Direito Público da Economia – RDPE*, nº. 20, out./dez. 2007, p. 39).

⁹² Sobre tema análogo, há doutrina no sentido de que nos casos em que os riscos do contrato não encontrem cobertura de mercado ou em que os prêmios sejam proibitivos, “é mais eficiente que o Estado assuma o risco em questão, vendendo a sua capacidade de absorção de perdas para o parceiro privado a um preço adequado. O Estado beneficia-se assim de sua capacidade de diversificar riscos (*risk pooling*) e distribuir riscos (*risk spreading*) na economia para tornar o projeto de PPP viável economicamente” (BARBOSA PINTO, Marco, Repartição de riscos nas parcerias público-privadas. *Revista do BNDES*, vol. 13, n. 25, pp. 169/170).

⁹³ Versando sobre a internacionalização dos projetos de infraestrutura, mas em lição inteiramente aplicável ao caso ora sob análise, Maurício Portugal e Lucas Navarro ressaltam a importância da prática internacional na padronização dos sistemas de distribuição de riscos e nos custos que podem advir da adoção de sistemas diferenciados. Nas suas palavras, “a internacionalização, entretanto, dos projetos de infra-estrutura levou ao desenvolvimento de algumas práticas, de alguns padrões de distribuição de riscos, que são

que constituem a autorização legal para que a estatal adote essa prática.

A discussão é, aliás, muito semelhante àquela que permeia a repartição dos riscos em contratos de parcerias público-privadas. Como se sabe, a lei federal n.º 11.079/2004 prevê, em seu art. 4º, VI, que a contratação das parcerias público-privadas deverá observar, como uma de suas diretrizes, a “repartição objetiva de riscos entre as partes”. O art. 5º, III, no mesmo sentido, prevê que “a repartição de riscos entre as partes, inclusive os referentes a caso fortuito, força maior, fato do príncipe e álea econômica extraordinária”.

De acordo com Maurício Portugal e Lucas Navarro Prado, “a distribuição de riscos é a principal função de qualquer contrato. Trata-se de antecipar e atribuir a cada uma das partes a obrigação de assumir as consequências das ocorrências futuras. Ao fazê-lo, o contrato gera incentivo para as partes adotarem, por um lado, providências para evitar ocorrências que lhes sejam gravosas (os riscos negativos) ou, pelo menos, as suas consequências – por exemplo, contratando seguros; e, por outro, estimula-as a agirem com o objetivo de realizar as situações que lhes são benéficas (...). Dessa perspectiva, o desafio que se põe ao arquiteto do negócio é encontrar, ao longo do processo de modelagem do projeto, o mais eficiente esquema de alocação de risco entre as partes, ou seja, a partição de riscos que maximiza para elas a utilidade da contratação”⁹⁴.

Além disso, a previsão constante do art. 4º, IV, da Lei das PPPs “é um fator fundamental para precificação adequada pelo parceiro privado dos riscos envolvidos na implementação do projeto. Quanto mais confusa a repartição de riscos, mais elevado o preço que o parceiro privado cobrará para a implementação do projeto, porque a dúvida sobre a quem é atribuído dado risco leva o parceiro privado a considera-lo, para efeito da definição do preço, como dele. Quando se trata da análise da distribuição de riscos e precificação de contratos de médio e longo prazo, a iniciativa privada tende a ser conservadora. Por essa razão, o cumprimento da diretriz sob comento afeta diretamente o preço pelo qual os potenciais parceiros privados estão dispostos a prestar o serviço ao usuário ao usuário e

conhecidos pelos especialistas do setor. (...) Os altos valores envolvidos na implantação e na operação dos projetos tornam os preços sensíveis à adaptação dos esquemas genéricos de distribuição de riscos às suas especificidades” (*Comentários à Lei de PPP – Parceria Público Privada*. São Paulo: Malheiros, 2007, p. 117/118).

⁹⁴ *Comentários à Lei de PPP – Parceria Público Privada*. São Paulo: Malheiros, 2007, p. 117.

à Administração Pública”⁹⁵.

Esses autores advertem, ainda, que “a expressão ‘repartição de riscos’ não implica compartilhamento de riscos, no sentido de que um mesmo risco tenha que ser dividido entre as partes. Ou seja, é perfeitamente possível que um determinado risco seja alocado inteiramente a uma das partes. Também é possível seu compartilhamento, em qualquer proporção. A Lei de PPP não faz qualquer opção pelo compartilhamento de riscos, até porque se trata de questão eminentemente de eficiência econômica, e não axiológica”⁹⁶.

Deve-se considerar, ainda, que “o objetivo da repartição de riscos em uma PPP é minimizar tanto os custos diretos quanto os indiretos. Note-se que falamos aqui de redução de custos para todas as partes envolvidas, não necessariamente para o Estado. Se uma determinada alocação de riscos reduz os custos totais de um serviço, ela é per se benéfica, não importando quem se apropria do acréscimo de riqueza gerado (...), ou seja, mesmo que o parceiro privado venha a se apropriar de todo o ganho de eficiência, a sociedade já se beneficia, na medida em que recursos escassos são poupados”⁹⁷.

Assim, se se considerar que a ocorrência de acidentes na planta nuclear é um risco do negócio⁹⁸, amplamente reconhecido

⁹⁵ *Comentários à Lei de PPP – Parceria Público Privada*. São Paulo: Malheiros, 2007, p. 104. No mesmo sentido, Marcos Barbosa Pinto afirma que “as empresas privadas não podem formular propostas atrativas nas licitações se não sabem os riscos que estão aceitando correr: via de regra, elas presumem que terão que suportar todos os riscos que não foram claramente repartidos no contrato, elevando consideravelmente suas propostas financeiras. A incerteza na alocação de riscos tem, portanto, um custo, e ele é pago por todos nós” (Repartição de riscos nas parcerias público-privadas. *Revista do BNDES*, vol. 13, n. 25, p. 161).

⁹⁶ *Comentários à Lei de PPP – Parceria Público Privada*. São Paulo: Malheiros, 2007, p. 106.

⁹⁷ BARBOSA PINTO, Marco, Repartição de riscos nas parcerias público-privadas. *Revista do BNDES*, vol. 13, n. 25, p. 167.

⁹⁸ Trata-se, nas palavras de Marcos Augusto Perez de um risco técnico, isto é, aquele “relacionado à constatação superveniente de falhas técnicas do projeto da obra que se encontre eventualmente incluída no objeto da concessão: o *risco de projeto*. É que, muitas vezes, a complexidade ou grandiosidade das obras inerentes a um contrato de concessão torna extremamente difíceis os trabalhos de elaboração dos projetos de engenharia, de modo a trazer constantes incertezas no curso da execução dessas obras. No mais das vezes, essas incertezas não são fruto de erro no projeto, no sentido em que se traduziria pela negligência do consultor que o elaborou, mas de falha, sim, do projeto plenamente justificável à luz da parcialidade das projeções e estimativas que foram feitas (segundo-se um critério de razoabilidade) no momento em que se desenhou a obra” (PEREZ, Marcos Augusto, *O Risco no Contrato de Concessão de Serviço Público*, Belo Horizonte: Ed. Fórum, 2006, p. 158).

pela doutrina e pela legislação – tanto é assim que foi previsto um sistema especial de responsabilização civil –, seria possível argumentar que a renúncia ao direito de regresso seria, tão-somente, uma fórmula possível de repartição de riscos no contrato de fornecimento, fórmula essa necessária, nos termos, inclusive, da legislação internacional, à viabilidade desses empreendimentos.

Da mesma forma que a Lei das PPPs admite uma modulação contratual da alocação de riscos, a lei setorial dos danos nucleares também o teria da mesma maneira feito para essa matéria específica.

Deve-se considerar, nesse sentido, como, aliás, advertido por Maurício Portugal e Lucas Navarro, que a adoção de parâmetros de responsabilização diversos daqueles sedimentados na prática internacional podem impactar nos preços dos serviços prestados⁹⁹.

Diante do exposto, pode vir a haver quem sustente inválida eventual cláusula contratual que limite a responsabilidade dos fornecedores com relação a danos nucleares ou limite o direito de regresso da estatal nessas hipóteses, já que poderia ser vista como uma renúncia de prerrogativas/direitos que a estatal poderia exercer.

Nossa opinião é, contudo, como visto, no sentido de da juridicidade de uma cláusula tal, sobretudo diante da previsão legal da possibilidade de exclusão do direito de regresso contra fornecedores e a consolidação dessa prática no âmbito internacional e em algumas outras modalidades de contratos com a Administração Pública, bem como na sua maior economicidade para o Ente contratante.

⁹⁹ Comentários à Lei de PPP – Parceria Público Privada. São Paulo: Malheiros, 2007, p. 118.

(Página deixada propositadamente em branco)

ENERGIA RENOVÁVEL SUSTENTÁVEL: COMO SUPERAR O PARADOXO ENERGÉTICO

Alexandra Aragão

Professora da Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra

I. ENERGIA E AMBIENTE: DA COMPLEMENTARIDADE AO CONFLITO

A complementaridade das políticas ambiental e energética, como eixos fundamentais do desenvolvimento sustentável, é uma evidência. A demonstrá-lo está a recente fusão, em Portugal, das pastas do ambiente e da energia sob o mesmo ministério¹. Menos simbólicas são as remissões mútuas entre política energética e ambiental, na União Europeia.

Efetivamente, na nova política energética da União Europeia, encontramos o ambiente como pressuposto e como objetivo implícito a alcançar: “ 1. No âmbito do estabelecimento ou do funcionamento do mercado interno e *tendo em conta a exigência de preservação e melhoria do ambiente*, a política da União no domínio da energia tem por objetivos, num espírito de solidariedade entre os Estados-Membros:

- a) Assegurar o funcionamento do mercado da energia;
- b) Assegurar a segurança do aprovisionamento energético da União;
- c) Promover a *eficiência energética e as economias de energia*, bem como

¹ O novo Ministério do *Ambiente, Ordenamento do Território e Energia*, do XIX Governo Constitucional de Portugal tem como Ministro, desde a tomada de posse, em Julho de 2013, Jorge Moreira da SILVA <<http://www.portugal.gov.pt/pt/os-ministerios/ministerio-do-ambiente-ordenamento-do-territorio-e-energia/conbeca-a-equipa/ministro/jorge-moreira-da-silva.aspx>>.

- o desenvolvimento de *energias novas e renováveis*; e
 d) Promover a interconexão das redes de energia”².

Já na política ambiental, a referência expressa ao combate às alterações climáticas, introduzida pelo Tratado de Lisboa, é mais uma manifestação da crescente proximidade de objetivos entre as duas políticas³.

Adicionalmente, a aproximação mútua é reforçada pelo princípio da integração, que estabelece que “as exigências em matéria de protecção do ambiente devem ser integradas na definição e execução das políticas e acções da União, em especial com o objectivo de promover um desenvolvimento sustentável”⁴.

A própria Carta Europeia dos Direitos Fundamentais da União Europeia, que consagra a protecção do ambiente entre os direitos de solidariedade, junto a outros direitos como o direito à saúde e à protecção dos consumidores, acentua o dever de integrar o ambiente nas restantes políticas⁵, entre as quais se destaca a energética.

Já da jurisprudência europeia decorre mesmo a superioridade dos objectivos ambientais perante os energéticos⁶.

Mas a relação entre energia e ambiente está longe de ser pacífica. Pelo contrário, ela é atualmente complexa e por vezes conflituante.

Por um lado, a energia pode ser “amiga do ambiente” na medida em que permite levar a cabo funções importantes para a melhoria da qualidade do ambiente. Exemplos são as operações básicas de

² Artigo 194 do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia, sobre a política energética europeia, nascida com o Tratado de Lisboa, em 2009. O itálico é nosso.

³ Artigo 191 do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia, sobre a política energética europeia: “1. A política da União no domínio do ambiente contribuirá para a prossecução dos seguintes objetivos:

- a preservação, a protecção e a melhoria da qualidade do ambiente,
- a protecção da saúde das pessoas,
- a utilização prudente e racional dos recursos naturais,

– a promoção, no plano internacional, de medidas destinadas a enfrentar os problemas regionais ou mundiais do ambiente, e designadamente a combater as alterações climáticas”.

⁴ Artigo 11º do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia.

⁵ Artigo 37 da Carta, sobre protecção do ambiente: “Todas as políticas da União devem integrar um elevado nível de protecção do ambiente e a melhoria da sua qualidade, e assegurar-los de acordo com o princípio do desenvolvimento sustentável”.

⁶ Referimo-nos ao Acórdão C-2/10 relativo à instalação de aerogeradores em zonas de conservação da natureza, como os sítios da rede Natura 2000. Na sua decisão de 21 de Julho de 2011, o Tribunal afirma que as normas europeias “não se opõem a uma regulamentação que proíbe a instalação de geradores eólicos não destinados ao autoconsumo em sítios pertencentes à rede ecológica europeia Natura 2000, sem uma avaliação prévia do impacto ambiental do projecto no sítio especificamente em causa”.

gestão ambiental indispensáveis, hoje em dia, para permitir a vida nos centros urbanos, onde vive mais de metade da população mundial. Referimo-nos a processos ambientais fundamentais, como o tratamento de águas residuais, a triagem e valorização mecânico-biológica de resíduos, ou a produção de água potável por dessalinização de água do mar. Todos estes processos dependem de tecnologias sofisticadas cujo funcionamento depende fortemente da energia. Nesta medida, a energia é um aliado importante na solução dos problemas ambientais causados pelo Homem.

Por outro lado, a energia revela facetas de “inimizade” ambiental que fazem de certas instalações energéticas um “alvo a abater” das lutas ambientalistas. É inegável que a produção de energia a partir de algumas fontes energéticas gera impactes ambientais muito consideráveis. A extração de combustíveis fósseis e a produção de energia nuclear surgem à cabeça na lista negra, com os maiores riscos efetivos e potenciais e como alvo de compreensíveis protestos e manifestações.

Mas, surpreendentemente, o fenómeno social da rejeição das instalações energéticas, não se limita às energias mais prejudiciais para o ambiente ou mais perigosas para a saúde ou a vida. Para além das diabolizadas plataformas petrolíferas, ou das escatologicamente aterradoras centrais nucleares, os protestos sociais alastram-se igualmente a instalações de produção de energia renovável, aparentemente muito menos nocivas ou até supostamente inócuas.

Para a União Europeia, as energias renováveis ou alternativas são a eólica, a solar, a aerotérmica, a geotérmica, a hidrotérmica e oceânica, a hidráulica, a proveniente da biomassa, de gases dos aterros, e de instalações de tratamento de águas residuais e ainda biogases⁷.

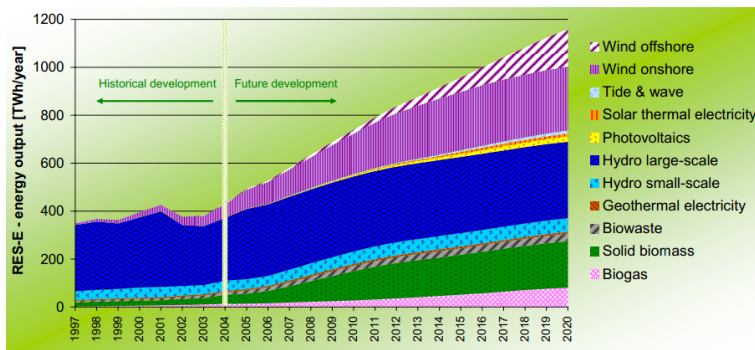
Todas previsões da União Europeia para a produção energética até 2020⁸ apontam para um forte crescimento de todas as energias renováveis⁹.

⁷ O elenco consta do artigo 2 a) da Diretiva 2009/28, de 23 de Abril de 2009, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis.

⁸ Comunicação da Comissão sobre um *Roteiro das Energias Renováveis, Energias Renováveis no Século XXI: construir um futuro mais sustentável* (COM(2006) 848 final, 10.1.2007).

⁹ Em Portugal é o Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de dezembro (alterado pelo Decreto-Lei n.º 39/2013, de 18 de março), que estabelece as metas nacionais de utilização de energia renovável no consumo final.

Crescimento das energias renováveis: Projeções para a electricidade até 2020



Pois apesar de o paradigma energético estar a mudar¹⁰, deixou de ser possível confiar na clássica dicotomia energias verdes/energias poluentes. As energias ditas *verdes*, porque não emitem gases com efeito de estufa e porque se baseiam em fontes não esgotáveis, são cada vez mais acusadas de insuspeitos impactes ambientais.

E existem exemplos, alguns confirmados e outros que não passam de meras suspeitas, de impactes locais e globais inimagináveis. Vejamos o caso da energia eólica.

Localmente, é a morte coletiva de morcegos ou bandos de pequenas aves a poucos metros de distância de parques eólicos, devido a colapso pulmonar causado pelas diferenças de pressão que se geram em torno das turbinas de vento, e que provoca morte por asfíxia¹¹.

Globalmente, é o receio, por enquanto não confirmado, de abrandamento da velocidade de rotação do planeta, devido à construção excessiva de aerogeradores, que teria como efeito afrouxar os ventos e desacelerar o movimento giratório terrestre, passando os dias e as noites a ser mais longos, como mais de 24 horas. Ao confirmado receio de aquecimento global, segue-se o novo risco de abrandamento global¹².

¹⁰ Para uma panorâmica geral da evolução do panorama energético, bem como o desenvolvimento do direito da energia entre nós, ver *Direito da Energia* (Coimbra Editora, 2011), de Suzana TAVARES DA SILVA.

¹¹ Reportado por cientistas na Alemanha. Informação disponível em: <http://www.windaction.org/posts/16911-german-experts-deem-wind-turbines-lethal-for-bats#.Un_ix3A72E4>.

¹² Como sempre, existe um movimento, com expressão na internet, de especialistas em cinética, cujo único propósito é alertar para o risco de abrandamento global:

Quando parecia que, por via das energias renováveis, as políticas ambiental e energética se tinham reconciliado, eis que a conflituosidade social ressurgiu, sob as mais variadas formas: ações judiciais contra os crescentemente rejeitados parques eólicos; manifestações e fortes contestações dentro e fora dos tribunais, contra instalações industriais de incineração de resíduos; movimentos sociais organizados, nacional e internacionalmente, que esgrimem os direitos humanos contra centrais hidroelétricas; ataques aos projetos de produção agrícola de biocombustíveis, pela concorrência injusta com os alimentos, perante a escassez mundial de solos...

A lista poderia continuar, mas estes exemplos já são suficientes para demonstrar que não se trata de uma ocorrência pontual, mas de um fenómeno generalizado.

Definitivamente, a análise ambiental da realidade energética é de uma liquidez *baumiana*.

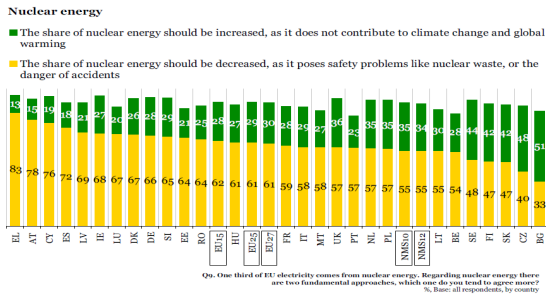
Ora, considerando a proliferação de fontes energéticas, a multiplicidade de impactes possíveis e a infinita variedade de riscos imagináveis, e considerando também todos os possíveis pontos de conflito entre energia e ambiente, o fenómeno mais surpreendente, para quem esteja minimamente atento ao fervilhar social em torno das questões energéticas, é a crescente oposição social às instalações de produção de energia a partir de fontes renováveis, a par do silêncio ensurdecedor relativamente às energias ditas convencionais.

Num planeta em que as energias fósseis¹³ vêm causando, desde há séculos, cenários dramáticos de dano ambiental; onde a energia nuclear ameaça deflagrar catástrofes dificilmente imagináveis¹⁴, onde as

<http://globalslowing.org/>.

¹³ Desde a extração de carvão à extração de gás de xisto, passando, naturalmente, pelo petróleo.

¹⁴ Mesmo antes da tragédia de Fukushima, os cidadãos europeus já estavam bastante cientes dos riscos, muito sérios, da energia nuclear.



(Relatório do Eurobarómetro n.º. 206a sobre “Attitudes on issues related to EU Energy Policy”,

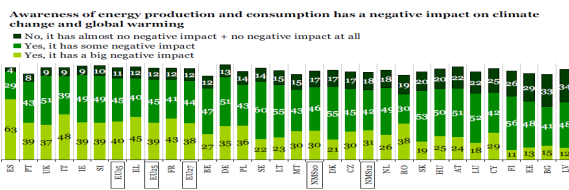
alterações climáticas são uma realidade sobejamente conhecida¹⁵ e profundamente sentida, a mobilização social contra aerogeradores, incineradoras, barragens e plantações de beterraba, não deixa de ser insólita.



Num mundo *desenvolvido*, onde a utilização de energia se banalizou para tarefas tão simples como subir um lance de escadas ou espremer uma laranja, e se generalizou para atividades tão insustentáveis como patinar no gelo em zonas tórridas durante o verão, ou aquecer terraços e esplanadas em zonas frígidas em pleno inverno, a não aceitação de fontes de energia renovável é um puro contra-senso¹⁶.

concluído em Abril de 2007).

¹⁵ A consciência social europeia acerca da relação entre os consumos energéticos e o aquecimento global é nítida, como pode ver-se nos resultados da sondagem levada a cabo para o mesmo relatório do Eurobarómetro (n.º. 206a sobre “Atitudes on issues related to EU Energy Policy”, Abril de 2007).



Overall 12% of citizens in the European Union believe that the way they use and produce energy in their country has no or only a very limited effect on the climate (only 5% say that it has no impact at all).

¹⁶ Apesar de já ter mais de dez anos, não deixa de ser interessante analisar o relatório de Dezembro de 2002 do Eurobarómetro, produzido pelo *The European Opinion Research Group* (EORG) para a Comissão Europeia sobre a perceção social dos riscos energéticos e a disponibilidade para aceitar os desafios energéticos. O título é: *Energy: Issues, Options and Technologies. Science and Society* e incluímos, em Anexo, os quadros mais relevantes acerca da opinião pública europeia na Europa a 15.



Por isso mesmo, numa Europa em que os Estados-Membros estão obrigados a assegurar que a sua quota de energia proveniente de fontes renováveis cresça a um ritmo superior a 0,5% ao ano até 2020¹⁷, é um perigo não atender às crescentes contestações sociais das energias *verdes* e ao risco de ingovernância que elas representam.

II. O PARADOXO ENERGÉTICO

É verdade que em parte, este paradoxal comportamento resulta de uma certa dificuldade de avaliação objetiva dos problemas mais longínquos, relativamente aos mais próximos, ou incapacidade de relativizar a importância dos riscos locais face aos globais. Este comportamento designa-se habitualmente por síndrome social *nimby* (*not in my backyard*), ou *nimbyismo*¹⁸. A síndrome *não no meu quintal*, apresenta precisamente, como sintomas, *miopia* em relação a problemas longínquos e *hiperestesia* em relação a riscos próximos. Sem dúvida, o *nimbyismo* explica muitos dos conflitos sociais em torno das fontes de energia renovável.

Todavia, não podemos esquecer que as energias renováveis, só por o serem, não podem merecer automaticamente o rótulo de bondade ambiental. Infelizmente, não é rara a desconsideração dos valores ambientais no processo de tomada de decisão relativamente a unidades produtoras de energia proveniente de fontes renováveis (FER). Com efeito, não é por ser energia renovável e “amiga do ambiente” que vamos consentir a colocação de parques eólicos na cumeeira de qualquer montanha, que vamos autorizar a construção de

¹⁷ Portugal era, em 2005, o quinto país Europeu com maior percentagem de energia proveniente de fontes renováveis, com 20,5%, logo a seguir à Suécia, à Letónia, à Finlândia e à Áustria.

¹⁸ Uma obra interessante e abrangente sobre as reações sociais em torno de mega-projetos é *Mills, Mines and Other Controversies*, Editada por Tim BONYHADY e Andrew MACINTOSH, e publicada pela Federation Press em 2010.

barragens no leito de qualquer rio, que vamos viabilizar a perfuração para aproveitamento de geotermia em qualquer solo, que vamos instalar centrais fotovoltaicas em qualquer terreno ermo, que vamos permitir a plantação de oleaginosas para biocombustíveis em qualquer terreno agrícola, ou que vamos tolerar o funcionamento de incineradoras de resíduos em centros urbanos, etc.

Avaliar os impactes ambientais¹⁹ de fontes de energia renovável poderia parecer um capricho, um procedimento supérfluo e uma perda de tempo, mas começa a ser um tema recorrente na doutrina²⁰. Na realidade, não podemos ignorar que mesmo as decisões energéticas, que traduzem investimentos em energias renováveis podem gerar impactes ambientais não despiciendo, sobretudo se a localização não for muito bem escolhida. Ciente do risco sério que representa a hiperproliferação de projetos de energia eólica em sítios da Rede Natura 2000, a Comissão Europeia publicou um guia metodológico sobre a conciliação da produção de energia eólica e a conservação da natureza através da rede europeia de zonas classificadas²¹.

Em suma, só porque há opções energéticas ainda *piores*, não significa que opções energéticas *más* não devam ser objeto de uma abordagem precaucional²².

E com efeito, nas decisões relativas a FER, a localização é um fator crucial a ter seriamente em consideração, e um planeamento territorial adequado é fundamental, se quisermos promover a sustentabilidade social, ambiental e energética. Não avaliar, debater

¹⁹ Naturalmente, não ignoramos também que certos projetos envolvem impactes sociais ainda mais significativos do que os impactes ambientais. É o que acontece nos projetos que afetem gravemente comunidades indígenas únicas e à beira da extinção, por exemplo. Porém, o nosso propósito agora é analisar particularmente os conflitos intraecológicos, ou seja, os casos em que uma atividade energética é considerada simultaneamente como boa e má para o ambiente, como acontece com as instalações de FER mal localizadas.

²⁰ Vejam-se os trabalhos publicados no n.º100 da Revista Crítica de Ciências Sociais, de Maio de 2013, disponível em <<http://rcs.revues.org/5217>>, versando, respectivamente, sobre a conflituosidade em Portugal e no Brasil: Ana DELICADO, Luís SILVA, Luís JUNQUEIRA, Ana HORTA, Susana FONSECA e Mónica TRUNINGER, *Ambiente, paisagem, património e economia: Os conflitos em torno de parques eólicos em Portugal* p. 11-36, e Marcelo Firpo de Souza PORTO, Renan FINAMORE e Hugo FERREIRA, *Injustiças da sustentabilidade: Conflitos ambientais relacionados à produção de energia “limpa” no Brasil*, p. 37-64.

²¹ *EU Guidance on wind energy development in accordance with the EU nature legislation*, Luxembourg, 2011.

²² Para mais desenvolvimentos sobre o princípio da precaução ver o nosso «Princípio da precaução: manual de instruções», in: *Revista do CEDOUA* n.º.22, vol. 2/2008 p. 9 a 57. uma abordagem crítica do princípio da precaução ver *Laws of Fear. Beyond the Precautionary Principle*, de Cass R. SUNSTEIN (Combridge University Press 2008).

e ponderar os impactes ambientais de energias renováveis, quando existem localizações alternativas que permitem prevenir e minimizar impactes, é um erro imperdoável.

O carácter renovável da fonte energética e a necessidade de prosseguir o objectivo ambiental primordial, que faz a *ponte* entre as políticas de energia e de ambiente — a redução das emissões de gases com efeito de estufa — são os argumentos frequentemente invocados para justificar, através de uma *maquibagem verde*, as mais polémicas iniciativas de investimento energético renovável.

Por seu turno, as decisões públicas de apoio a tais projectos podem ter efeitos fracturantes da sociedade: à medida que as posições contra e a favor do projecto se extremarem, a desconfiança mútua reina e a ingovernância instala-se²³.

Se quisermos promover a bondade ambiental e a aceitação social das decisões relativas a FER, devemos reforçar a legitimidade das decisões através de processos transparentes, amplamente participados, que envolvam representantes de todos os pontos de vista, que assentem numa clara definição dos pressupostos de partida e decorram de uma análise cuidadosa das alternativas, à luz de princípios persuasivos e mutuamente acordados. Em simultâneo, não devemos deixar de agilizar, na medida do possível, a avaliação ambiental dos projetos de interesse comuns que sejam infraestruturas energéticas²⁴.

Para já, a nossa análise não vai ser tanto centrada nos aspetos procedimentais de governância ativa, mas justamente no papel de um princípio jurídico ambiental, fundamental no âmbito do processo de ponderação. O princípio, relativamente descurado pela doutrina, revela um enorme potencial no processo de otimização da tomada de decisão. Referimo-nos ao princípio do nível elevado de proteção do ambiente, que é um princípio tipicamente *hierarquizador*²⁵, que dá orientações

²³ Uma análise dos discursos socio-científicos sobre as energias renováveis em Portugal, tal como foi feita pela equipa do Instituto de Ciências Sociais da Universidade de Lisboa, do Instituto de Ciências Sociais, do Trabalho e da Empresa e da Faculdade de Ciências Sociais e Humanas da Universidade Nova de Lisboa, pode ser determinante para clarificar as tendências da opinião pública sobre energias renováveis (“Discursos técnico-científicos sobre energias renováveis em Portugal”, Ana DELICADO *et alii*, in: VII Congresso Português de Sociologia, Universidade do Porto, 2012. Disponível em <<http://repositorio.ul.pt/handle/10451/7347>>).

²⁴ A Comissão Europeia produziu, em Julho de 2013, um documento de orientação “Streamlining environmental assessment procedures for energy infrastructure ‘Projects of Common Interest’ (PCIs)”, destinado a auxiliar a aplicação do Regulamento 347/2013, de 17 de Abril, sobre infraestruturas energéticas trans-europeias.

²⁵ Claro que o ideal seria chegar a uma concordância prática ou uma harmoni-

quanto à escolha entre duas (ou mais) opções energéticas, com efeitos ambientais diferenciados. É a este princípio, e à sua aplicação às decisões relativas à localização de infraestruturas energéticas, que vamos dedicar o próximo capítulo.

III. O NÍVEL ELEVADO DE PROTEÇÃO AMBIENTAL E A ENERGIA

O princípio do Nível Elevado de Proteção (NEP) é, atualmente, um princípio com uma presença fortíssima no direito europeu do ambiente²⁶.

Após o Tratado de Lisboa, o nível mais elevado de proteção figura no Tratado da União Europeia²⁷; no Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia²⁸ e na Carta dos Direitos Fundamentais da União Europeia²⁹. No direito secundário, a Diretiva relativa à prevenção e controlo integrados da poluição³⁰ é a expressão mais visível deste princípio, reafirmado cinco vezes no preâmbulo e sete ao longo do articulado.

Na Europa, o NEP é atualmente um princípio estruturante dos Estados de Direito, no sentido de que um Estado de Direito Ambiental é aquele que se pauta por um nível elevado de protecção ecológica. O NEP corresponde a um grau civilizacional avançado de defesa do direito humano ao ambiente, em que a protecção ecológica é um imperativo colectivamente assumido, que ninguém põe em causa. Num Estado de Direito Ambiental não é legítimo questionar o *se*, mas apenas o *quem*, o *como* e o *quando* da protecção ambiental. Na resposta a estas questões, o princípio do poluidor pagador responde ao *quem* e o NEP responde ao *como* e ao *quando*.

zação e não a uma estrita hierarquização dos interesses conflitantes. Todavia, em muitos casos, isso não é possível e há que fazer opções.

²⁶ Apesar de tudo, na União Europeia, a exigência de um nível elevado de proteção aplica-se também a outros valores importantes, para além do ambiente. É o caso da educação e da saúde humana (artigo 9 do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia), da segurança (artigo 67, n.º3 do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia), da saúde pública (artigo 168 do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia e 35 da Carta dos Direitos Fundamentais da União Europeia) e dos consumidores (artigo 169 do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia e 38 da Carta dos Direitos Fundamentais da União Europeia).

²⁷ Artigo 3, n.º3.

²⁸ Nos artigos 114 e 191, n.º2.

²⁹ Artigo n.º 37.

³⁰ Diretiva 2010/75, de 24 de Novembro de 2010.

Porém, em termos de conteúdo, o NEP é um princípio difícil de operacionalizar em abstrato, ou *no vazio*. Mais do que um nível de proteção absolutamente elevado, procuramos um nível relativamente elevado. O NEP exige, portanto, uma imersão na realidade, uma contextualização que nos permita fazer uma comparação entre dois ou mais termos, que correspondam a diferentes níveis de proteção. A partir de pontos de referência é mais fácil visualizar qual é o nível mais elevado de proteção. O NEP aplica-se, portanto, em situações de transição, situações em que possa existir uma comparação de técnicas, de métodos, de resultados. Havendo dois ou mais níveis, o princípio do nível de proteção elevado implica que, em concreto, deve ser escolhido aquele que se revelar mais elevado.

Longe de se limitar a ser um vago princípio aberto, o NEP é um verdadeiro princípio em forma de norma, do qual decorrem diretrizes concretas acerca dos termos da preservação e promoção ambiental. Juridicamente o NEP obriga a escolher a interpretação, o regime ou a solução jurídica que *melhor protege* o ambiente.

Assentando em alguns pressupostos comumente definidos, o NEP indica a escolha da solução que configurar um nível *macroscopicamente*³¹ mais elevado na proteção. Os pressupostos em que radica a

³¹ Segundo François OST (*La Nature Hors la Loi – l'écologie à l'épreuve du droit*, Éditions La Découverte, Paris 1995, p. 93), a alusão ao instrumento imaginário, que é o macroscópio, parece dever-se aos americanos Eugene e Howard Thomas Odum, em 1971. Pouco depois, a ideia foi desenvolvida de forma bastante sugestiva por Joël de Rosnay, na sua obra de 1975 intitulada precisamente *The Macroscope* (disponível on line em <<http://www.appreciationsystems.com/wp-content/uploads/2011/05/The-Macroscope.pdf>>. Em versão portuguesa veja-se *O Macroscópio. Para uma visão global* (Estratégias Criativas, Vila Nova de Gaia, 1995). A propósito do instrumento ótico que nos dá a perspectiva certa para olhar os fenómenos do mundo natural, diz Joël de Rosnay (p. 13-14.) que «o macroscópio não é um instrumento como os outros: é um instrumento simbólico feito de um conjunto de métodos e técnicas extraídos de disciplinas muito diversas (...) o macroscópio pode ser considerado como o símbolo de uma nova maneira de ver, de compreender e de actuar. Sirvamo-nos, pois do macroscópio para ver com outros olhos a natureza, a sociedade, o homem. (...) O macroscópio filtra pormenores, amplia o que os liga, põe em evidência o que os aproxima. Não serve para ver maior ou mais longe, mas para observar aquilo que é *simultaneamente* demasiado grande e por demais complexo para os nossos olhos (tal como a sociedade humana, esse organismo gigantesco que nos é totalmente invisível). Outrora, para tentar penetrar nos mistérios da complexidade, procuravam-se as unidades mais simples que permitiam explicá-la: a molécula, o átomo, as partículas elementares. Mas hoje, em relação à sociedade, somos nós as partículas. Desta vez o nosso olhar deve incidir nos sistemas que nos englobam para melhor os compreender antes que eles nos destruam. Os papéis inverteram-se: já não é o biólogo que observa ao microscópio a célula viva, é a própria célula que vê ao *macroscópio* o organismo que a contém». Ao «esforço de síntese» e ao «método analítico» contrapõe Joël de Rosnay a «abordagem sistémica»: «é uma nova abordagem que o macroscópio simboliza. Apoia-se numa aproximação global dos problemas e dos sistemas que se estudam e concentra-se no jogo das interacções dos

aplicação do NEP resultam da prioridade previamente reconhecida a alguns valores ambientais relativamente a outros.

Em termos muito gerais, e sem focar em nenhum contexto ambiental concreto, é possível identificar algumas dessas prioridades. Exemplificando, uma proteção ecológica acrescida será aquela que se basear na escolha da opção que:

- dê prioridade à proteção de património natural classificado³² relativamente a bens ambientais não classificados;
- tenha uma atenção muito especial à salvaguarda de bens ambientais raros em desfavor dos mais abundantes;
- defenda os valores naturais vulneráveis antes dos mais resilientes;
- favoreça a preservação de bens naturais não renováveis em detrimento dos renováveis;
- garanta a conservação ou restauração de uma extensão maior de um dado recurso natural;
- assegure a sobrevivência e expansão de mais espécies ou de maior número de exemplares de uma espécie;
- etc...

O processo de ponderação e hierarquização das prioridades ambientais deverá resultar simultaneamente de três critérios: *critérios científicos*, que fundamentam a necessidade de uma prevenção eficaz dos riscos mais graves e irreversíveis; de *critérios sociais*, sancionados pela generalidade dos cidadãos, e dos quais resulta a superioridade das soluções socialmente mais aceitáveis e o afastamento de soluções consideradas socialmente intoleráveis; e de *critérios políticos*, com vista à justa proteção daqueles que, apesar de não terem “voz”, merecem amparo à luz da consciência axiológico-jurídica vigente, como grupos sociais minoritários, gerações futuras e espécies não humanas.

Concretizando mais os efeitos de aplicação de cada critério, concluímos que os *critérios científicos* poderiam justificar a exclusão de soluções prejudiciais para espécies que, não sendo carismáticas, fossem importantes pelas funções ecossistémicas que desempenham. É o caso dos fungos e dos microorganismos que não suscitam sentimentos de amizade ou paixão como os mamíferos superiores, por exemplo.

Os *critérios sociais* poderiam justificar o afastamento de soluções gravemente prejudiciais da qualidade de vida ou opções que, apesar de seus elementos» (p.15).

³² É o caso das espécies e dos *habitats* classificados no âmbito da Rede Natura 2000 e, particularmente, das espécies e *habitats* considerados como prioritários por estarem em perigo, serem vulneráveis, raras ou endémicos (artigo 4, n.º 2, parágrafo 3 da Diretiva 92/43, de 21 de Maio de 1992, alterada em 1994, 1995, 1997, 2003 e 2006).

respeitarem todos os requisitos legais, acabam por gerar desigualdades sociais profundas. Referimo-nos à localização de atividades legais, mas fortemente rejeitadas ao nível local, e que geram movimentos de protesto violentos e perturbação social muito significativa³³.

Os *critérios políticos* justificam o afastamento de soluções que podem ser consideradas úteis e eficazes pelos cientistas, que podem ser julgadas boas e aceitáveis pelos cidadãos, mas que se podem revelar gravemente desvantajosas no futuro por apresentarem riscos graves para o Homem, ou para alguns homens³⁴, ou mesmo para o ambiente, embora não comprovados (cientificamente) e não *valorizados* (socialmente).

Ora, assim entendido, o princípio do nível elevado pode e deve ser aplicado à identificação de prioridades energéticas. Da aplicação resultará então um nível elevado de proteção ambiental na definição das fontes e na escolha das matrizes energéticas (prioridade às renováveis e supressão faseada das não renováveis), na localização das instalações energéticas (longe de zonas classificadas ou protegidas pela legislação, longe de elementos naturais vulneráveis, longe das populações), na aplicação das técnicas de produção, de extração, de transformação, de transporte ou até de utilização de energia (que devem respeitar as melhores técnicas disponíveis para assegurar a economia de energia e a eficiência energética).

Apesar de serem aparentemente óbvias, as prioridades energéticas resultantes da aplicação de critérios ambientais não têm sido seguidas na prática dos países, registando-se, pelo contrário, a prevalência de outras prioridades não ambientais, como a independência ou a segurança energética³⁵.

³³ Estamos a pensar na rejeição violenta da energia nuclear em alguns países da Europa, a começar pela Alemanha. Referimo-nos apenas a projetos cujo processo de aprovação respeitou as exigências de legalidade, imparcialidade, transparência e participação e, mesmo assim, são considerados como projetos indesejáveis ao nível local (*locally unwanted land uses* ou LULUs). Não nos referimos, portanto, a LULUs aprovados mediante procedimentos autorizativos caracterizados pela corrupção e pela fraude, como continua ainda a acontecer na União Europeia (veja-se o caso que comentámos acerca de um aterro de resíduos sólidos urbanos na Eslováquia, julgado em 2013 pelo Tribunal de Justiça da União Europeia: «Gestão de resíduos de Pezinok: como não tomar decisões acerca da localização de aterros», in: Revista do CEDOUA, n.º.31, vol.1/2013, p. 105 a 120).

³⁴ Como o caso de um projeto que afete muito fortemente uma comunidade racialmente minoritária ou um grupo social particularmente desfavorecido.

³⁵ Trata-se de prioridades compatíveis com alguns dos objetivos imediatos da política energética europeia, embora não com os fins últimos de integração ambiental na Europa. No artigo 194 do Tratado sobre o funcionamento da União Europeia os objetivos são:

Finalmente, a definição de prioridades estratégicas não pode ser feita casuisticamente, perante a premência da tomada de decisões individuais sobre projetos concretos à medida que eles surgem. A definição de prioridades estratégicas deve ser integrada num procedimento de planeamento estratégico (sendo o setor energético um dos setores que se encontram claramente abrangidos pelo regime da avaliação ambiental estratégica), onde a definição de objetivos e metas a médio e longo prazo resulte de um procedimento amplamente participado pelos cidadãos e controlado pelos tribunais. A submissão a controlo judicial e o fim da ausência de controlo das decisões *meramente políticas* sobre energia é uma das grandes vantagens do regime da avaliação ambiental estratégica. Outras são o reforço da legitimidade democrática das decisões e a eficácia na prevenção ou redução de impactes³⁶.

IV. MATRIZES, CUBOS E SISTEMAS DE INFORMAÇÃO GEOGRÁFICA

Por fim, no processo de decisão visando a conciliação entre energia e ambiente, após o recurso ao princípio do nível elevado de proteção para hierarquizar os interesses presentes nos conflitos ambientais relativos a energias renováveis, o uso de ferramentas digitais, como auxiliares da decisão, revela-se um trunfo importante por várias razões. Primeiro, porque clarifica, para o próprio decisor, as vantagens e as desvantagens das opções em aberto, evitando o risco do impasse habitualmente designado como *parálise pela análise*. Segundo, porque

-
- «a) Assegurar o funcionamento do mercado da energia;
 - b) Assegurar a segurança do aprovisionamento energético da União;
 - c) Promover a eficiência energética e as economias de energia, bem como o desenvolvimento de energias novas e renováveis; e
 - d) Promover a interconexão das redes de energia.

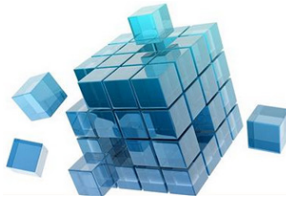
Além do objetivo número três, o ambiente surge também no como pressuposto da política energética no n.º 1 «No âmbito do estabelecimento ou do funcionamento do mercado interno e tendo em conta a exigência de preservação e melhoria do ambiente, a política da União no domínio da energia (...)».

³⁶ Sobre o procedimento de avaliação estratégica de planos energéticos ver o nosso capítulo sobre “Direito Ambiental do Petróleo”, incluído na obra coletiva *Direito do Petróleo* (Instituto Jurídico da Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra, 2013, especialmente págs. 286 a 291). O regime encontra-se previsto no direito interno (Decreto-lei n.º 232/2007, de 15 de junho), no direito europeu (Diretiva 2001/42, de 27 de junho) e no direito internacional público (Protocolo de Kiev à Convenção de Espoo sobre avaliação de impacto ambiental, assinado em 21 de Maio de 2003, entrou em vigor desde 11 de Julho de 2010).

facilita a comunicação com o público³⁷. Terceiro, porque garante uma participação mais informada, focada e útil. Quarto, porque reforça a clareza e a coerência da fundamentação da decisão. Quinto, porque simplifica o controlo, *a posteriori*, da decisão.

As ferramentas de ponderação de conflitos relativos à localização de infraestruturas para produção de energias renováveis, a que nos referimos, assumem a forma de representações diagramáticas dos conflitos de interesses mais típicos, matrizes tridimensionais das quais é possível obter indicações quanto a soluções jurídicas abstratas.

Atualmente, a ferramenta utilizada para este tipo de análise designa-se processamento analítico em linha (*on-line analytical processing*, ou OLAP). Trata-se de aplicações informáticas destinadas a facilitar a tomada de decisão perante uma multiplicidade de fatores dispersos e por vezes contraditórios. A apresentação multidimensional facilita a transformação de simples dados factuais em informação útil e relevante para a tomada de decisões. Assim, o aspeto visual dos conflitos de interesses hierarquicamente organizados é um «cubo»³⁸, ao qual podem ser cortadas *fatias*, verticalmente, horizontalmente, ou até transversalmente, e em que cada célula pode ser vista segundo vários ângulos, numa perspetiva tridimensional³⁹.



³⁷ Nas palavras de Luísa SCHMIDT e Ana DELICADO, “A nossa condição energética exige um debate lúcido e esclarecedor que não existiu até agora, e requer políticas públicas, socialmente mais informadas, melhor acompanhadas, avaliadas e comunicadas. A saída da crise também passa por aqui” (*Energia e Opinião Pública: renovar a comunicação*, Associação Portuguesa de Energias Renováveis, 2013).

³⁸ As antigas matrizes bidimensionais eram apenas uma “fatia”, do “cubo”.

³⁹ Exemplificando, uma das dimensões do cubo poderia representar o grau de prejuízo do bem ambiental mais afetado. Por exemplo, a primeira fatia representaria os danos num sítio da Rede Natura 2000 integrando espécies prioritárias, a segunda, outro sítio da rede natura 2000 sem espécies prioritárias, a terceira, um sítio da rede nacional de áreas de conservação, a quarta, uma simples zona verde onde ocorrem esporadicamente espécies selvagens comuns. A segunda dimensão do cubo poderia representar o tempo, permitindo comparar a situação de referência com o efeito dos impactes prováveis em cada local a curto, médio e longo prazo. A última dimensão poderia representar as extensões possíveis do projeto energético, começando por um parque eólico com centenas de torres, até um par de aerogeradores, ou, no caso de empreendimentos hidroelétricos, começando por uma mega barragem, até uma mini-hídrica.

Claro que, contra esta tentativa de sistematização e de apresentação gráfica de conflitos, se poderá sempre argumentar que, na vida real, os conflitos não são lineares nem subsumíveis a uma posição singular numa qualquer matriz de dupla ou tripla entrada, mas são, na maior parte das vezes, um *novelo* difícil de desenredar, feito de muitos conflitos e de alguns consensos.

Sabemos bem que a realidade social e ecológica é mais complexa do que uma matriz, e que os reais conflitos de interesses dificilmente se subsumem a um par de coordenadas correspondentes a uma posição num gráfico. Os conflitos reais são múltiplos, envolvendo por vezes *nuvens* de interesses contrapostos, cada qual indiciador de uma diferente solução concreta. Conhecedores da complexidade e irredutibilidade categorial da vida e conscientes da necessidade de uma perspetivação holística e relacional da teia de valores envolvidos em cada caso concreto, pensamos, porém, que as vantagens inerentes a qualquer tentativa de sistematização e esquematização de conflitos, compensam o incontornável efeito redutor desta⁴⁰. Assim, apesar das críticas, acreditamos na vantagem de ter pontos de referência que permitam enquadrar a complexidade das situações da vida e evitar o risco da indecisão paralisante típica das decisões complexas.

Com efeito, as matrizes de ponderação permitem identificar *padrões* no meio da aparente aleatoriedade dos interesses conflitantes, e *linhas orientadoras* no meio da complexidade das decisões estratégicas. As matrizes funcionam, por isso, como *catálogos* de conflitos-tipo, fornecendo indicações claras quanto ao sentido da decisão, na busca de soluções otimizadas para dilemas concretos de estratégia energética e ambiental.

A clareza com que surgem representadas, através de processamento analítico em linha, as diferenças entre as várias alternativas possíveis, as suas vantagens e desvantagens (nomeadamente quanto à localização), faz dos cubos OLAP ferramentas cruciais para ultrapassar reações sociais adversas, motivadas por *nimbyismos* ou fundamentalismos. As decisões estratégicas relativas às energias renováveis tornam-se assim mais objetivas, mais consensuais (ou, pelo menos, socialmente mais aceitáveis), e portanto mais ágeis, eficazes e controláveis.

⁴⁰ Não podemos deixar de citar novamente Joël de Rosnay que, sentindo a angústia da dificuldade de “comunicação de ideias e reflexões sobre domínios tão diversos”, se vê obrigado a recorrer a “todo o arsenal” à sua disposição: “a par do discurso tradicional, ao lado da explicação verbal, acredito na virtude dos esquemas, dos quadros, dos modelos, das analogias, das metáforas” (*O Macrosópio* p. 18).

Complementarmente, a articulação das matrizes tridimensionais com a informação geoespacial (através de sistemas de informação geográfica, ou SIG), disponível e organizada em categorias temáticas georreferenciadas, existentes na União Europeia, vem impulsionar definitivamente a sustentabilidade da tomada de decisões⁴¹ relativas a energias renováveis.

A conjugação dos sistemas OLAP e SIG promete assim, no espaço europeu integrado, a escolha das melhores opções energéticas, à escala europeia, garantindo que a política energética tenha sempre “em conta a exigência de preservação e melhoria do ambiente”⁴², tal como exigido pelos Tratados Europeus.

Na União Europeia, a infraestrutura de informação geográfica — denominada *Inspire*⁴³ —, com o seu funcionamento em rede e a interoperabilidade dos mais variados dados geográficos relativos aos recursos energéticos, minerais, à hidrografia, à geomorfologia, aos habitats e biótopos, à distribuição de espécies, aos sítios protegidos, à ocupação do solo, à demografia, às zonas de risco natural⁴⁴, etc. “deverá facilitar a tomada de decisão respeitante a políticas e atividades susceptíveis de ter um impacto directo ou indirecto no ambiente”⁴⁵.

Finalmente, o programa Espon⁴⁶, rede europeia de observação do desenvolvimento e da coesão territorial, que funciona no âmbito dos Fundos Estruturais de apoio à coesão económica, social e territorial na Europa⁴⁷, tem como objetivo “reforçar as políticas regionais

⁴¹ Para uma abordagem desta mesma proposta na perspetiva da ciência computacional ver, por exemplo, o artigo de Mahmoud Mohamed Abd ELLATIF, da Mansoura University - Faculty of Computers & Information “Spatial Data Analysis to Support Public Services Strategies using OLAP Technique”, publicado em Março de 2004 e disponível em <http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1078632>.

⁴² Artigo 194, n.º1 do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia.

⁴³ Constituída formalmente desde meados de 2009, quando terminou o prazo de transposição da Diretiva *Inspire* (Diretiva 2007/2 de 14 de Março de 2007).

⁴⁴ Vejam-se as categorias temáticas previstas nos anexos da Diretiva *Inspire*.

⁴⁵ Parágrafo 4 do preâmbulo da Diretiva *Inspire*.

⁴⁶ No período em curso, que terminará em final de 2013, as missões do Programa Espon foram aprovadas pela Decisão da Comissão Europeia C(2007) 5313, de 7 de Novembro de 2007. O próximo período de aplicação será entre 2014 e 2020. Para mais informações sobre o programa Espon e informação cartográfica disponível ver <http://www.espon.eu/main/Menu_Programme/EUCohesionPolicy2014-2020/index.html?currentPage=2>.

⁴⁷ A coesão territorial é uma nova dimensão da política europeia de coesão, introduzida pelo Tratado de Lisboa, em 2009 e atualmente consagrada no artigo 174 do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia: “a fim de promover um desenvolvimento harmonioso do conjunto da União, esta desenvolverá e prosseguirá a sua acção no sentido de reforçar a sua coesão económica, social e territorial. Em especial, a União procurará reduzir a disparidade entre os níveis de desenvolvimento das diversas regiões e o atraso das

com estudos, dados e observação de tendências de desenvolvimento”, fortalecendo uma sólida cooperação territorial europeia e permitindo gerar cenários espaciais de longo prazo sobre políticas com fortes incidência territoriais, como é o caso da energética.

Em conclusão, existem motivos para ter esperança de que a atuação conjunta dos instrumentos descritos possa contribuir para ultrapassar a *vexata quaestio* da contraposição entre energia e ambiente, atenuar reações sociais adversas e promover o desenvolvimento sustentável.

Anexo

Energy: Issues, Options and Technologies. Science and Society (Relatório do Eurobarómetro, de Dezembro de 2002)

For each of the following, please tell me if it is the case, or not (READ OUT)

1. Global warming and climate change are serious issues which need immediate action
2. The use of fossil fuels (coal, oil, gas, etc.) contributes significantly to global warming and climate change
3. Nuclear power contributes significantly to global warming and climate change

COUNTRY	1			2			3		
	Yes, it is the case	No, it is not the case	DKn	Yes, it is the case	No, it is not the case	DKn	Yes, it is the case	No, it is not the case	DKn
B	85	7	8	66	16	18	48	27	25
DK	83	11	6	79	9	12	24	58	18
WD	89	4	8	73	11	16	40	35	26
D TOTAL	88	4	8	73	10	17	39	35	26
OD	85	4	11	71	9	20	36	35	29
GR	91	2	7	85	3	11	79	6	16
E	89	2	9	74	6	20	64	9	27
F	89	8	3	73	15	12	57	26	17
IRL	87	3	10	79	4	17	61	11	28
I	92	3	5	79	6	15	42	22	36
L	91	3	6	80	9	11	57	27	16
NL	88	8	5	79	10	11	35	46	20
A	83	6	11	74	10	16	41	32	27
P	84	4	13	64	8	28	59	10	31
FIN	89	7	4	83	8	10	28	54	18
S	86	8	6	85	7	9	20	67	13
UK TOTAL	88	6	6	76	9	16	45	27	28
EU15	88	5	7	75	9	16	47	27	26

regiões menos favorecidas. Entre as regiões em causa, é consagrada especial atenção às zonas rurais, às zonas afectadas pela transição industrial e às regiões com limitações naturais ou demográficas graves e permanentes, tais como as regiões mais setentrionais com densidade populacional muito baixa e as regiões insulares, transfronteiriças e de montanha”.

For each of the following, please tell me if it is the case, or not (READ OUT)

3. Nuclear power contributes significantly to global warming and climate change
4. Transport is largely responsible for global warming and climate change
5. The use of fossil fuels adversely affects air quality
6. The use of natural gas contributes to environmental problems, but less than oil

COUNTRY	4			5			6		
	Yes, it is the case	No, it is not the case	DKn	Yes, it is the case	No, it is not the case	DKn	Yes, it is the case	No, it is not the case	DKn
<i>B</i>	72	13	15	72	11	17	61	22	17
<i>DK</i>	79	12	9	88	4	8	74	14	12
<i>WD</i>	73	14	13	77	10	14	59	15	26
<i>D TOTAL</i>	73	14	14	76	10	14	57	16	27
<i>OD</i>	72	11	17	74	11	15	49	17	34
<i>GR</i>	84	8	9	86	4	10	78	6	16
<i>E</i>	78	6	16	70	5	25	68	6	26
<i>F</i>	75	15	10	71	13	16	70	12	18
<i>IRL</i>	62	17	21	76	3	21	65	10	25
<i>I</i>	75	13	12	77	7	16	68	11	22
<i>L</i>	67	23	10	87	5	9	79	8	13
<i>NL</i>	56	32	13	84	8	8	73	13	14
<i>A</i>	78	10	12	75	9	16	65	11	24
<i>P</i>	70	13	17	69	6	26	69	9	22
<i>FIN</i>	60	29	11	82	8	10	74	10	16
<i>S</i>	81	11	8	86	5	9	79	7	13
<i>UK TOTAL</i>	73	13	15	76	7	18	61	12	27
<i>EU15</i>	74	14	13	76	8	16	65	12	23

In respect of energy, what do you think the two first priorities for the (NATIONALITY) government should be? (SHOW CARD – READ OUT – MAX. 2 ANSWERS)

<i>COUNTRY</i>	Low prices for consumers	Ensuring uninterrupted supplies of oil, gas, electricity	Protection of the environment and public health and safety associated with energy supply	Other (SPONTANEOUS)	DKn
<i>B</i>	80	16	70	1	2
<i>DK</i>	43	55	70	0	2
<i>WD</i>	55	41	65	2	4
<i>D TOTAL</i>	59	40	64	1	4
<i>OD</i>	72	36	60	1	2
<i>GR</i>	77	16	82	0	1
<i>E</i>	64	37	60	1	6
<i>F</i>	70	16	76	1	2
<i>IRL</i>	61	33	67	1	6
<i>I</i>	65	15	83	1	2
<i>L</i>	53	24	71	1	2
<i>NL</i>	26	60	78	2	5
<i>A</i>	47	46	64	2	3
<i>P</i>	69	20	58	1	4
<i>FIN</i>	38	63	74	1	2
<i>S</i>	60	29	88	1	1
<i>UK TOTAL</i>	61	33	76	1	3
<i>EU15</i>	62	30	72	1	3

Let's think forward about fifty years, to 2050.

And which do you think will be the best for the environment? (SHOW SAME CARD — MAX. 2 ANSWERS)

1. Solid fuels (coal, peat, etc.)
2. Oil
3. Natural gas
4. Nuclear fission
5. Nuclear fusion
6. Hydroelectric power (dams, etc.)
7. Other renewable sources of energy (solar power, wind, biomass , etc.)
8. None of these (SPONTANEOUS)
9. DKn

COUNTRY	1	2	3	4	5	6	7	8	9
B	3	0	15	1	4	42	71	1	9
DK	1	1	8	4	8	46	79	0	3
WD	4	2	7	2	5	50	71	2	9
D TOTAL	4	2	7	3	6	50	71	2	9
OD	2	1	4	3	8	49	71	1	11
GR	1	2	35	1	1	33	53	1	15
E	2	1	6	1	2	20	70	3	15
F	5	2	10	5	5	32	64	3	13
IRL	3	3	10	2	2	24	54	2	23
I	4	1	16	2	4	39	69	1	11
L	3	2	10	2	5	35	73	2	10
NL	1	1	5	2	11	55	84	0	3
A	3	2	8	2	3	57	71	1	11
P	1	1	20	1	1	28	39	1	30
FIN	3	1	8	5	11	22	69	0	7
S	3	0	15	6	18	47	73	0	5
UK TOTAL	2	2	7	3	6	32	63	1	14
EU15	3	2	10	3	5	38	67	2	12

Summary of perceptions of the benefits of renewable energy sources:

Renewable forms of energy (old or new) are best with regard to ...			
... price	... efficiency	... the environment	% of respondents
yes	yes	yes	26%
yes	no	yes	21%
no	no	yes	21%
Other answers			32%
TOTAL			100%

Would you like to be consulted on the following?

1. Yes
2. No
3. I have already been consulted (SPONTANEOUS)
4. I don't know enough to say (SPONTANEOUS)
5. DKn

COUNTRY	The choice of energy sources for the future					Transport in your city/region such as road improvements, public transport, cycle lanes					The plans of companies and governments for the construction of new energy facilities				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
B	45	37	0	13	4	47	36	1	11	5	34	46	0	13	8
DK	54	36	0	8	3	62	31	1	4	2	49	41	0	7	4
WD	40	32	2	20	5	43	32	3	17	5	31	37	1	24	8
D TOTAL	39	32	2	21	6	44	32	3	17	5	30	37	1	24	8
OD	36	32	3	23	7	46	30	2	15	6	27	36	1	25	11
GR	42	30	0	21	7	52	26	0	16	6	38	32	0	21	9
E	44	32	0	15	9	52	29	1	11	8	36	37	0	17	10
F	50	33	1	15	2	53	33	2	10	2	45	37	1	15	3
IRL	50	17	2	22	9	55	17	3	17	9	50	19	2	21	9
I	52	25	1	17	5	66	20	1	9	5	44	30	1	17	9
L	52	29	1	16	3	58	28	2	9	2	42	40	1	13	4
NL	52	36	3	6	3	54	38	3	3	2	44	46	2	5	3
A	37	34	1	18	9	40	32	2	16	9	31	36	1	20	12
P	45	23	0	25	7	51	22	0	22	5	41	25	0	27	7
FIN	64	22	4	5	4	55	29	9	3	4	54	31	5	6	5
S	44	41	1	11	4	59	31	1	6	3	42	44	1	10	4
UK TOTAL	54	31	1	8	5	64	25	1	5	5	52	34	1	8	6
EU15	47	31	1	15	5	54	28	2	11	5	41	36	1	16	7

► Question 24. a)

What have you done or are you doing to save energy? (SHOW CARD – MULTIPLE ANSWERS POSSIBLE)

► Question 24. b)

And what do you intend to start doing? (SHOW SAME CARD – MULTIPLE ANSWERS POSSIBLE)

1. Cut down on heating and/or air conditioning
2. Cut down on lighting and/or the use of domestic electrical appliances
3. Insulate(d) my house (walls, windows, etc.)
4. Taking initiatives to save energy at work
5. Reduce(d) travel
6. Cut down on fuel used in my car, e.g. by using the car less, driving more slowly, etc.
7. Buy a car which uses less fuel
8. Use public transport more
9. Nothing (SPONTANEOUS)
10. Nothing, because I do not feel the need to do anything (SPONTANEOUS)
11. Nothing, because I lack the necessary information and incentives (SPONTANEOUS)
12. Other (SPONTANEOUS)
13. DKn

COUNTRY	1		2		3		4		5		6		7	
	a)	b)	a)	b)	a)	b)	a)	b)	a)	b)	a)	b)	a)	b)
B	54	19	50	21	44	17	7	7	10	7	20	13	21	22
DK	59	28	79	35	45	20	13	8	4	2	20	13	21	23
WD	47	11	55	12	34	16	9	7	10	8	38	11	26	28
D TOTAL	47	11	55	12	33	16	9	7	10	8	36	12	24	28
OD	46	14	58	13	31	14	11	7	9	5	31	14	16	29
GR	39	15	40	15	16	11	2	4	8	3	9	8	7	9
E	32	13	41	15	15	10	4	6	5	5	10	7	10	9
F	54	13	50	15	41	16	10	8	13	9	23	12	20	18
IRL	26	14	31	15	36	11	6	5	7	8	10	11	10	12
I	38	15	42	16	22	13	2	5	5	3	20	14	15	22
L	63	17	63	15	59	16	17	11	21	10	40	18	33	28
NL	55	20	56	26	46	15	8	7	6	3	16	10	14	17
A	36	11	44	12	38	16	9	8	8	8	24	11	25	22
P	23	8	57	7	9	9	5	4	3	3	7	4	5	9
FIN	34	11	55	15	32	13	6	6	10	7	26	16	16	17
S	38	28	49	37	26	18	7	9	15	13	27	26	20	34
UK TOTAL	41	6	43	9	48	7	7	3	15	5	19	9	15	10
EU15	43	13	48	15	33	13	7	6	9	6	22	11	17	19

► Question 24. a)

What have you done or are you doing to save energy? (SHOW CARD – MULTIPLE ANSWERS POSSIBLE)

► Question 24. b)

And what do you intend to start doing? (SHOW SAME CARD – MULTIPLE ANSWERS POSSIBLE)

1. Cut down on heating and/or air conditioning
2. Cut down on lighting and/or the use of domestic electrical appliances
3. Insulate(d) my house (walls, windows, etc.)
4. Taking initiatives to save energy at work
5. Reduce(d) travel
6. Cut down on fuel used in my car, e.g. by using the car less, driving more slowly, etc.
7. Buy a car which uses less fuel
8. Use public transport more
9. Nothing (SPONTANEOUS)
10. Nothing, because I do not feel the need to do anything (SPONTANEOUS)
11. Nothing, because I lack the necessary information and incentives (SPONTANEOUS)
12. Other (SPONTANEOUS)
13. DKn

COUNTRY	8		9		10		11		12		13	
	a)	b)	a)	b)	a)	b)	a)	b)	a)	b)	a)	b)
B	19	16	5	6	4	6	3	3	1	1	4	22
DK	15	10	2	16	1	7	1	2	2	2	1	9
WD	25	13	3	6	4	7	3	4	1	2	3	24
D TOTAL	25	14	3	6	4	6	3	4	1	2	3	24
OD	23	15	3	6	3	4	2	3	2	3	4	24
GR	11	9	26	25	3	4	7	9	1	1	1	17
E	19	10	23	15	3	4	6	6	1	2	4	31
F	17	10	6	11	5	6	6	7	2	3	1	20
IRL	11	9	16	12	7	10	7	6	1	1	5	24
I	15	16	16	7	2	3	5	5	1	2	2	20
L	32	19	1	3	1	2	1	2	1	1	4	32
NL	15	10	11	32	2	6	1	1	2	2	0	3
A	20	17	6	8	4	6	3	4	2	3	6	21
P	8	7	15	11	7	5	5	6	1	2	4	43
FIN	26	14	6	14	4	7	2	2	2	2	1	15
S	26	25	7	5	3	5	2	2	2	2	1	8
UK TOTAL	17	7	6	15	3	10	8	10	1	1	2	24
EU15	19	12	10	11	4	6	5	6	1	2	3	22

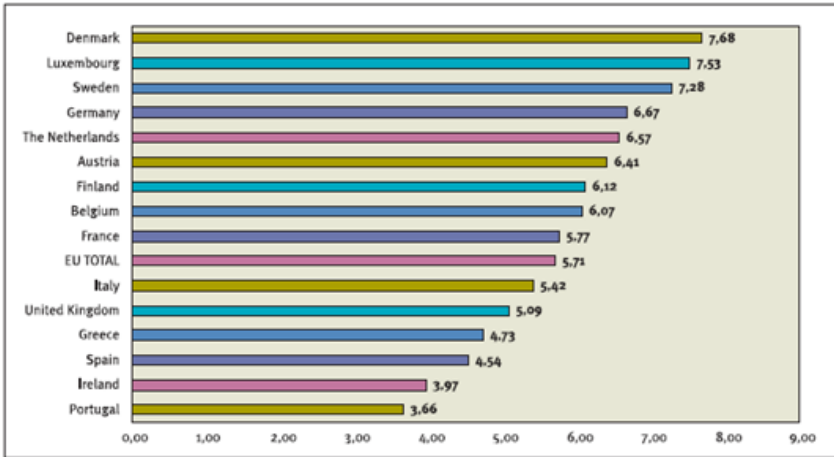
Number of energy-saving measures people currently take, and intend to take in future, in the Member States of the European Union

	current	future
<i>Luxembourg</i>	3.27	1.34
<i>Denmark</i>	2.55	1.40
<i>Germany</i>	2.40	1.06
<i>France</i>	2.29	1.00
<i>Belgium</i>	2.25	1.20
<i>Netherlands</i>	2.16	1.08
<i>Sweden</i>	2.08	1.88
<i>Austria</i>	2.05	1.04
<i>Finland</i>	2.05	0.98
<i>Great Britain</i>	2.04	0.56
<i>Italy</i>	1.59	1.03
<i>Ireland</i>	1.37	0.84
<i>Spain</i>	1.34	0.74
<i>Greece</i>	1.31	0.73
<i>Portugal</i>	1.17	0.49
<i>Total</i>	1.99	0.94

Would you be prepared to pay more for energy produced from renewable sources than for energy produced from other sources? (IF YES) How much more would you be prepared to pay? (SHOW CARD – READ OUT – ONE ANSWER ONLY)

COUNTRY	No, I am not prepared to pay more	Yes, I would pay up to 5% more	Yes, I would pay 6 to 10% more	Yes, I would pay 11 to 25% more	Yes, I would pay more than 25% more	DKn
<i>B</i>	64	21	8	1	0	5
<i>DK</i>	44	24	23	5	2	4
<i>WD</i>	57	25	9	1	0	7
<i>D TOTAL</i>	59	24	9	1	0	8
<i>OD</i>	65	20	5	1	0	10
<i>GR</i>	50	29	10	2	1	8
<i>E</i>	57	20	7	1	1	15
<i>F</i>	63	18	10	1	0	8
<i>IRL</i>	45	22	11	2	0	21
<i>I</i>	45	28	13	3	1	11
<i>L</i>	37	32	21	3	1	5
<i>NL</i>	38	33	21	3	1	5
<i>A</i>	45	30	13	1	0	10
<i>P</i>	72	14	2	1	0	11
<i>FIN</i>	48	31	16	2	1	3
<i>S</i>	44	29	19	3	1	4
<i>UK TOTAL</i>	52	24	14	2	1	6
<i>EU15</i>	54	24	11	2	1	9

Energy-saving index, by country



UMA RELAÇÃO POUCO HARMONIOSA:
O AMBIENTE E AS ACTIVIDADES DE PRODUÇÃO,
TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA ELÉCTRICA¹

Ana Celeste Carvalho

Juíza desembargadora no Tribunal Central Administrativo Sul e
Docente do Centro de Estudos Judiciários

I. NOTA INTRODUTÓRIA

A propósito da relação entre o ambiente e a energia, procurará aferir-se os principais impactes² resultantes das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica no ambiente.

¹ O presente texto tem na sua base o estudo e reflexão efectuados no âmbito do exercício de funções como Juíza de Direito, a propósito de dois processos judiciais (sob n.ºs 1354/06.0BESNT e 201/07.0BESNT) e ainda nos trabalhos que posteriormente se seguiram: a comunicação apresentada nas “*Jornadas Internacionales de España y Portugal*”, sobre “*Justicia y Energía*”, realizadas em Cáceres-Alcántara, Espanha, em 13 de Março de 2008, organizadas pelo *Consejo General del Poder Judicial*, a monografia “*Direito e Energia: Efeitos e Incidência Territorial e Meio Ambiental na Produção, Transporte e Distribuição de Energia Eléctrica*”, EDIMARTA, 2008 e ainda, a comunicação intitulada “*Direito, energia e protecção do ambiente*”, proferida no curso sobre “*Temas de Direito Administrativo*”, Auditório da Faculdade de Direito da Universidade Católica Portuguesa, Porto, Portugal, organizado pelo Centro de Estudos Judiciários, em 21 de Janeiro de 2011.

² Por *impacte ambiental* entende-se o conjunto das alterações favoráveis e desfavoráveis produzidas no ambiente, sobre determinados factores, num determinado período de tempo e numa determinada área, resultantes da realização de um projecto, comparadas com a situação que ocorreria, nesse período de tempo e nessa área, se esse projecto não viesse a ter lugar (artigo 2.º, alínea k), do Decreto-Lei n.º 151-B/2013, de 31 de Outubro).

Num enquadramento geral, abordar-se-á o papel da energia na sociedade hodierna e o seu enquadramento jurídico, depois, em particular, os principais impactes das actividades de produção, transporte e distribuição de energia, distinguindo-os de entre as principais fontes de energia e quanto aos seus efeitos, positivos e negativos, sobre o ambiente.

Relacionado com esta temática, não será de olvidar a relevância dada pelo ordenamento jurídico aos direitos difusos, visto o direito ao ambiente ser um direito que por natureza a todos pertence e por todos pode ser defendido, seguido dos desafios para o futuro.

II. PAPEL DA ENERGIA NA SOCIEDADE MODERNA

De forma a compreender o papel da energia na sociedade moderna, importa atender ao seu enquadramento no âmbito das políticas públicas de energia, mediante breve alusão ao quadro jurídico nacional, fazendo-o remontar aos últimos anos volvidos, pois sem se conhecer a história, não se poderá compreender tão bem o presente.

A história da descoberta da electricidade remonta à antiga civilização grega e, desde então, o homem não mais parou na busca incessante de novas descobertas, concretamente, as que permitissem conhecer os seus efeitos e de aproveitar as suas virtualidades.

É indiscutível que aquela descoberta da antiguidade clássica veio revolucionar toda a humanidade, sendo a electricidade um dos motores de desenvolvimento das civilizações contemporâneas.

O maior domínio da electricidade a partir do século XVI, permitiu a revolução industrial no início do século XIX, coincidido os locais onde ocorreram as primeiras aplicações de electricidade, na Europa do Norte e Central, com as áreas do planeta com maior desenvolvimento.

É, por isso, inequívoco o efeito dinamizador da electricidade no desenvolvimento económico e industrial desses locais da Europa e, a partir daí, nos demais países industrializados.

Os primeiros fornecimentos públicos de energia eléctrica iniciaram-se na iluminação pública, mediante imposição às empresas privadas, em regime de concessão, do fornecimento de energia eléctrica, ocorrendo uma das primeiras experiências importantes na utilização de energia eléctrica em 1881, na cidade de Goldaming, em Inglaterra.

Portugal teve essa primeira experiência em 1878, no reinado de D. Luís, seguida das comemorações do aniversário do príncipe D. Carlos, sendo que só a partir a I Guerra Mundial (1914-1918), a luz eléctrica entrou nas habitações de Lisboa³.

A experiência inglesa do exercício da actividade de distribuição de energia eléctrica ao público, assente em contratos de concessão, assumiu tal relevância que se alastrou por toda a Europa e, com isso, o desenvolvimento das actividades de produção, distribuição e fornecimento de energia eléctrica.

Porém, o auge concretizador da implantação e funcionamento das redes eléctricas veio a ocorrer já no século XX, com a plena electrificação dos países, ocorrendo a partir daí o desenvolvimento sistemático e interligado das actividades de produção, de transporte e de distribuição de energia.

Hoje não existem dúvidas que a electrificação dos países constituiu um ponto de partida para o progresso dos povos e para o bem-estar das populações, relevante para todo o desenvolvimento posterior.

Os princípios que orientam as políticas energéticas dos países desenvolvidos, recolhem, na actualidade, um amplo consenso nas instituições internacionais – União Europeia, OCDE e Agência Internacional de Energia – sendo esses princípios: a *segurança* do abastecimento energético, pautado por eficiência e equidade; a garantia de condições de *qualidade* e de *preço* para suporte da competitividade da economia e a *minimização dos impactes sobre o ambiente*, em todas as fases e processos da cadeia de conversão energética.

A aplicação destes princípios em cada país depende, contudo, do grau do seu próprio desenvolvimento económico e social⁴.

Depois de as preocupações nacionais terem passado, (i) pela liberalização dos mercados energéticos e a construção do mercado único de energia, permitindo que o consumidor possa escolher livremente no espaço europeu o seu fornecedor de serviços energéticos⁵, (ii) pela diversificação dos abastecimentos, em termos de fornecedores e de fontes de energia, com a produção de electricidade a partir de energias renováveis, com o objectivo de tornar mais eficaz e menos poluente todo o sistema⁶

³ Cfr. “Transporte de Electricidade 50 anos”, REN, 2001.

⁴ Cfr. “Energia Portugal, 2001”, Ministério da Economia, 2002.

⁵ Sendo sua concretização o desenvolvimento do Mercado Ibérico da Electricidade (MIBEL) e a criação do Mercado Ibérico do Gás Natural.

⁶ O desenvolvimento da introdução do gás natural e a sua ligação à rede europeia é um bom contributo pois sendo uma fonte de energia mais barata, aumenta a competi-

e (iii) pela necessidade de aumentar o desempenho ambiental dos sistemas energéticos, como condição para o desenvolvimento sustentável da sociedade, com a adopção de iniciativas amigas da eficiência em toda a cadeia energética e condições favoráveis às fontes de energia renovável⁷, hoje, constituem orientações da política estratégica nacional⁸, as seguintes: a) garantir fontes de energia final a preços competitivos, de forma a contribuir para a redução dos custos intermédios das empresas e aumentar a sua competitividade nos mercados internacionais; b) melhorar a eficiência energética do país, mediante redução do consumo em 25% até 2020, combatendo os desperdícios, melhorando a balança de pagamentos e o cumprimento dos objectivos de sustentabilidade; c) direccionar os consumos para as fontes diversificadas de energia, considerando a balança de pagamentos, os custos relativos dessas fontes de energia e o valor acrescentado nacional de cada uma das opções; d) garantir um modelo energético de racionalidade económica e incentivos aos agentes de mercado, visando a redução dos défices tarifários; e) reforçar a diversificação das fontes primárias de energia, contribuindo para o aumento da segurança de abastecimento e melhorando os níveis de sustentabilidade; f) assegurar o cumprimento dos objectivos de redução das emissões de gases com efeito de estufa; g) reduzir a dependência petrolífera do país, mediante o reforço da utilização de biocombustíveis, a aposta no transporte colectivo e o investimento no transporte ferroviário e marítimo para a Europa; h) promover a competitividade, a transparência dos preços, o bom funcionamento e a efectiva liberalização de todos os mercados energéticos (electricidade, gás natural, combustíveis e restantes derivados do petróleo); i) apoiar o desenvolvimento e internacionalização das empresas do sector energético, em especial, as associadas a tecnologias renováveis; j) a médio prazo, conseguir que Portugal tenha a mais baixa intensidade na União Europeia e k) mercados energéticos liberalizados, competitivos, com mecanismos transparentes de fixação de preços e uma regulação estável.

Se existe domínio em que o conceito de *desenvolvimento susten-*

vidade da economia e sendo genericamente menos poluente que os demais combustíveis fósseis, reduz o impacte ambiental do sistema energético.

⁷A utilização de fontes alternativas de energia e o incremento das fontes de energia renovável contribuirão para a atenuação da factura energética externa e para a melhoria ambiental.

⁸ Cfr. Programa do XIX Governo Constitucional, “*Mercado de Energia e Política Energética: Uma Nova Política Energética*”, in <http://www.portugal.gov.pt/medial/130538/programa_gc19.pdf> .

*tável*⁹ faz sentido consiste o da energia, em que sendo indiscutível o seu papel na evolução da sociedade, não pode desejar-se que esta fique refém desse desenvolvimento, sem a adopção de políticas públicas que minimizem os impactes negativos que a energia acarreta sobre o ambiente.

Impõe-se que o desenvolvimento sustentado seja alicerçado no esforço de investigação e desenvolvimento dos parceiros no sector energético, com a introdução das melhores práticas da tecnologia da construção das redes e da protecção do ambiente e com vista a minorar esses efeitos.

III. ENQUADRAMENTO JURÍDICO – DE 1995 ATÉ HOJE

No que respeita ao enquadramento jurídico do sector energético em Portugal importa dizer que, globalmente, a evolução do regime jurídico nacional teve por finalidade acolher os instrumentos de Direito internacional e europeu, *maxime*, a transposição de Directivas para a ordem jurídica nacional.

Não se pretendendo proceder a uma análise exaustiva do regime jurídico nacional e europeu em matéria de energia, far-se-á apenas uma referência aos normativos com maior relevo, emanados nos últimos anos.

O quadro organizativo do sistema eléctrico nacional aprovado em 1995, pelo Decreto-Lei nº 182/95, de 27 de Julho, que estabelece as bases gerais da organização do sistema eléctrico nacional e os princípios que enquadram o exercício das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica, concretizado pelos Decretos-Lei

⁹ O conceito de *desenvolvimento sustentável* surge pela primeira em 1987, quando a Comissão Mundial da ONU sobre o Meio Ambiente e Desenvolvimento, presidida pela primeira-ministra da Noruega, Gro Harlem Brundtland, apresentou um documento, que ficou conhecido por Relatório Brundtland, intitulado “*Nosso Futuro Comum*”. Nele aparece a definição de *desenvolvimento sustentável* como “*o desenvolvimento que satisfaz as necessidades presentes sem comprometer a capacidade das gerações futuras satisfazerem as suas próprias necessidades*”. Esse Relatório foi posteriormente colocado na agenda política mundial, na Conferência das Nações Unidas sobre Ambiente e Desenvolvimento, realizada no Rio de Janeiro, Brasil, em 1992, a qual apresentou um aumento do interesse mundial pelo futuro do planeta, deixando muitos países de ignorar as relações entre o desenvolvimento económico e o ambiente. O desenvolvimento sustentável promove a redução do impacto da actividade económica no meio ambiente, visando superar a pobreza através de crescimento que atenda às necessidades presentes sem comprometer as condições de sustentabilidade das gerações futuras, acentuado a preocupação com a qualidade de vida e o bem-estar da sociedade, presente e futura.

n.ºs. 184/95, 185/95, 186/95, 187/95 e 188/95, todos da mesma data, estabeleceram uma coexistência de um sistema eléctrico de serviço público e de um sistema eléctrico independente, este último organizado segundo uma lógica de mercado¹⁰.

De modo a adoptar as orientações e princípios da Directiva n.º 96/92/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de Dezembro, que estabeleceu regras comuns para o mercado de electricidade, para a produção e distribuição de electricidade e para a exploração das redes, correspondente à segunda fase da organização do mercado interno deste sector – que teve o seu início com a Directiva n.º 90/547/CEE, do Conselho, de 29 de Outubro, relativa ao trânsito de electricidade nas grandes redes e com a Directiva n.º 90/377/CEE, do Conselho, de 29 de Junho, relativa ao estabelecimento de um processo comunitário que assegure a transparência dos preços no consumidor final industrial do gás e da electricidade –, veio o sistema eléctrico nacional a sofrer alterações, nos termos aprovados pelo Decreto-Lei n.º 56/97, de 14 de Março.

A citada Directiva n.º 96/92/CE veio a ser revogada pela Directiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho, que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade, para a produção, transporte, distribuição e fornecimento de electricidade, regras de organização e funcionamento do sector e acesso ao mercado, revogando a Directiva n.º 96/92/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de Dezembro e ainda a Directiva n.º 90/547/CEE, o que corresponde a uma terceira fase na construção do mercado interno de electricidade.

Na mesma data, em 26 de Junho de 2003, foi publicado o Regulamento CE n.º 1228/2003, relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de electricidade, que estabelece as regras relativas à criação de um mecanismo de compensação para os fluxos transfronteiriços de electricidade e os princípios harmonizados no que se refere às tarifas para o transporte transfronteiriço e à atribuição das capacidades disponíveis de interligação entre as redes de transporte nacionais.

Em sequência, veio o legislador nacional a acolher no direito interno o direito internacional comum, alterando a legislação aprovada entre os anos de 1995 e 2000.

¹⁰ Vide JOSÉ RIBEIRO, “*História Legislativa do Sector Eléctrico em Portugal*”, Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE), 2001.

Em 28 de Abril de 2003 foi publicada a Resolução do Conselho de Ministros n° 63/2003, que aprova as orientações da política energética nacional, revogando a anterior Resolução de Conselho de Ministros n° 154/2001¹¹ e em 10 de Maio de 2003 foi publicada a Resolução do Conselho de Ministros n° 68/2003, que define as linhas gerais do quadro energético e organizativo do sector energético.

Seguiu-se o Decreto-Lei n° 185/2003, de 20 de Agosto que veio estabelecer as regras gerais que permitem a criação de um mercado livre e concorrencial de energia eléctrica.

Contudo, é de entender que as alterações de 2003 e 2004 assumiram carácter meramente transitório, pois só em 2005, com a Resolução do Conselho de Ministros n° 169/2005¹² foi aprovada a Estratégia Nacional para a Energia, estabelecendo como linhas mestras do sistema eléctrico nacional, a liberalização e a promoção da concorrência nos mercados energéticos, com alteração dos respectivos enquadramentos estruturais.

Posteriormente, foi aprovada a Directiva n° 2005/89/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 18 de Janeiro de 2006, relativa a medidas destinadas a garantir a segurança do fornecimento de electricidade e o investimento em infra-estruturas, revogando as anteriores Decisões n.ºs. 96/391/CE e 1229/2003/CE.

Em 2006, o Decreto-Lei n° 29/2006, de 15 de Fevereiro, veio estabelecer os princípios gerais relativos à organização e funcionamento do Sistema Eléctrico Nacional, incluindo o exercício das actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de electricidade, e à organização dos mercados de electricidade, visando concretizar no plano normativo a orientação estratégica da citada Resolução do Conselho de Ministros n° 169/2005, que aprovou a Estratégia Nacional para a Energia, articulando o quadro nacional com o quadro normativo comunitário, decorrente da Directiva n° 2003/54/CE, do Parlamento e do Conselho, de 26 de Junho.

Essa orientação da política energética veio a ser desenvolvida pelo Decreto-Lei n° 172/2006, de 23 de Agosto, que concretiza os princípios gerais relativos à organização e ao funcionamento do sistema eléctrico nacional, aprovado pelo Decreto-Lei n° 29/2006, regulamentando o regime jurídico aplicável ao exercício das actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de electricidade e

¹¹ Publicada no Diário da República, I Série-B, n° 243, de 19 de Outubro de 2001.

¹² *Idem*, n° 204, de 24 de Outubro de 2005.

à organização dos mercados de electricidade.

Tais diplomas, que transpuseram para a ordem jurídica portuguesa a Directiva n.º 2003/54/CE, visaram introduzir mais transparência e concorrência no sector energético, ao determinar a separação de todas as actividades da fileira eléctrica, prevendo as regras gerais aplicáveis ao exercício das actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de energia e tendo por finalidade o incremento de um mercado livre e concorrencial.

Com o regime introduzido pelo Decreto-Lei n.º 29/2006 e em contraposição com o regime anterior, o sistema eléctrico nacional passou a prever que as actividades de produção e de comercialização são exercidas em regime de livre concorrência, mediante a atribuição de uma licença e as actividades de transporte e de distribuição, eminentemente reguladas, são exercidas mediante a atribuição de concessões de serviço público.

Encontramos como preocupações expressas do legislador nacional no Decreto-Lei n.º 29/2006 e no Decreto-Lei n.º 172/2006, a submissão do exercício de todas estas actividades, de produção e comercialização e de transporte e distribuição, a critérios comuns de racionalidade dos meios a utilizar e da protecção do ambiente, com a consagração do princípio da eficiência energética e da promoção das energias renováveis.

A este propósito, a Directiva n.º 2001/77/CE, de 27 de Setembro, relativa à promoção da energia eléctrica obtida por fontes de energia renováveis (FER), veio impor aos Estados membros o papel de promoção das energias renováveis, prevendo patamares quando à respectiva produção de energia eléctrica por fontes de energia renovável, destacando-se a mini-hídrica, a eólica, a biomassa, os resíduos sólidos urbanos, a cogeração e a solar.

Em matéria de energias renováveis, o Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de Dezembro, veio transpor parcialmente para a ordem jurídica interna a Directiva n.º 2009/28/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de Abril, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis, que altera e revoga as Directivas n.ºs 2001/77/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de Setembro e 2003/30/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 8 de Maio, estabelecendo as metas nacionais de utilização de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto de energia em 31%

e no consumo energético dos transportes em 10%, em 2020, define os métodos de cálculo da quota de energia proveniente de fontes de energia renováveis e estabelece o mecanismo de emissão de garantias de origem para a electricidade a partir de fontes de energia renováveis (artigo 1º).

Ainda no que respeita à finalidade de introdução de concorrência no mercado doméstico, mostra-se essencial a construção do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), enquanto grande passo para a construção do Mercado Interno de Energia.

O Protocolo de Colaboração e o Acordo para a Construção de Um Mercado Ibérico de Electricidade, foram celebrados entre Portugal e Espanha, em 14 de Novembro de 2001 e em 20 de Janeiro de 2004, respectivamente, o último dos quais foi aprovado pela Resolução da Assembleia da República nº 33-A/2004, ratificada pelo Decreto do Presidente da República pelo nº 19-B/2004, de 19 de Abril¹³.

O Acordo de Santiago de Compostela, celebrado em 01 de Outubro de 2004 e confirmado por Portugal e Espanha na sequência da Cimeira Luso-Espanhola, realizada em Évora, em 18 e 19 de Novembro de 2005, foi ratificado pelo Decreto do Presidente da República nº 29/2006, de 23 de Março, constituindo o primeiro passo para a criação do MIBEL.

Dando execução a tal acordo, o pólo português do MIBEL entrou em funcionamento em 03 de Julho de 2006 e novos desenvolvimentos ocorreram na Cimeira de Badajoz, datada de 24 e 25 de Novembro de 2006.

Em 08 de Maio de 2007 foi assinado entre os ministros responsáveis pela área da energia de Portugal e Espanha, o “*Plano de compatibilização regulatória entre Portugal e Espanha no sector energético*”¹⁴, o que esteve na origem do Decreto-Lei nº 264/2007, de 24 de Julho, o qual estabelece um conjunto de medidas destinadas a promover o desenvolvimento do MIBEL na área da harmonização da regulação do sector energético entre os Estados Ibéricos.

Dando corpo normativo ao “*Acordo Que Revê o Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha Relativo à Constituição de Um Mercado Ibérico da Energia Eléctrica*”, assinado em Braga, Portugal, em 18 de Janeiro de 2008, foi publicada a Resolução da Assembleia da República

¹³ Ambos publicados no Diário da República, I Série-A, nº 93, de 20 de Abril de 2004.

¹⁴ In “*Relatório Anual Para a Comissão Europeia*”, Julho de 2007, ERSE, pág. 21.

n.º 17/2009, ratificada pelo Decreto do Presidente da República n.º 21/2009, de 23 de Março¹⁵.

Esse Acordo visou aperfeiçoar as relações entre os dois Estados, considerando o avanço já alcançado, redefinindo o conceito de “operador do mercado ibérico” e estabelecendo regras quanto à harmonização normativa e aos leilões de energia eléctrica.

Tendo presente a preocupação do legislador comunitário, de abertura à concorrência do mercado energético e o aprofundamento do MIBEL, foi emitida a Resolução do Conselho de Ministros n.º 50/2007¹⁶, que assumindo o objectivo central da Estratégia Nacional para a Energia, aprovada pela anterior Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005¹⁷, de promover a concorrência nos mercados energéticos, em particular no mercado de electricidade, com vista à defesa dos consumidores e a eficiência energética das empresas, destaca a separação entre as actividades de exploração das infra-estruturas reguladas e as actividades de produção e de comercialização de electricidade.

Em consequência da aprovação de novas Directivas europeias e dos compromissos assumidos pelo Estado português, na sequência da celebração, em Maio de 2011, do Memorando de Entendimento sobre as Condicionalidades de Política Económica, entre o Estado Português, o Banco Central Europeu e a Comissão Europeia, veio o quadro legal nacional novamente a sofrer alterações.

O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro¹⁸ sofreu a sua revisão global com o Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 08 de Outubro, o qual visou assegurar a completa transposição da Directiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Julho e actualizar

¹⁵ Publicados no Diário da República, I-Série, n.º 57, de 23 de Março de 2009.

¹⁶ *Idem*, n.º 198, de 15 de Outubro de 2007.

¹⁷ *Ibidem*, n.º 204, de 24 de Outubro de 2005.

¹⁸ Alterado pelos Decretos-Lei n.ºs. 104/2010, de 29 de Setembro, 78/2011, de 20 de Junho, 75/2012, de 26 de Março, 112/2012, de 23 de Maio e 215-A/2012, de 08 de Outubro, o último dos quais procede à sua republicação. O Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de Junho, veio introduzir novas regras no quadro organizativo do sistema eléctrico nacional, transpondo a Directiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Julho, que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade, integrando o “Terceiro Pacote Energético” e os dois diplomas que se seguiram, dando execução às medidas previstas no Memorando de Entendimento, incidiram sobre o processo de conclusão da liberalização do sector da electricidade e procederam à transposição das directivas que integram o “Terceiro Pacote Energético”, estabelecendo o regime de extinção das tarifas reguladas de venda de electricidade a clientes finais com consumos em baixa tensão normal e reduziram a posição accionista do Estado português na sociedade proprietária das sociedades concessionárias das redes de transporte de electricidade e de gás natural, adoptando medidas que garantam a sustentabilidade do sistema eléctrico nacional.

aquele regime às alterações introduzidas pelo Programa do XIX Governo Constitucional, no ponto “*Mercado de Energia e Política Energética: Uma Nova Política Energética*” e pelas Grandes Opções do Plano para 2012-2015, aprovadas pela Lei nº 64-A/2011, de 30 de Dezembro.

Tais instrumentos, definidores da política energética nacional, tiveram por finalidades promover a competitividade, a transparência de preços e o bom funcionamento e a efectiva liberalização dos mercados da electricidade e do gás natural.

Em linhas gerais, em matéria de *produção* de electricidade alteraram-se os conceitos de produção em regime ordinário e em regime especial; em relação ao *transporte* foram clarificadas e reforçadas as exigências em matéria de independência e separação jurídica e patrimonial do operador da Rede Nacional de Transportes (RNT) de electricidade, estabelecendo mecanismos que permitam ao Estado acompanhar e supervisionar as actividades da operadora da RNT não directamente relacionadas com o transporte de electricidade e, no que se refere à *comercialização*, preveu-se, sob certas condições, a obrigação de aquisição de electricidade em regime especial.

Por sua vez, acompanhando essa evolução de regime, também o Decreto-Lei nº 172/2006, de 23 de Agosto, sofreu alterações¹⁹.

Actualmente os princípios e bases gerais do Sistema Eléctrico Nacional encontram-se regulados nos Decretos-Lei nºs 215-A/2012 e 215-B/2012, ambos de 08 de Outubro, complementados pela Lei nº 9/2013, de 28 de Janeiro, que aprova o regime sancionatório do sector energético, transpondo, em complemento com a alteração aos Estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), as Directivas nºs. 2009/72/CE e 2009/73/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Julho, que estabelecem regras comuns do mercado interno da electricidade e do gás natural e revogam as Directivas

¹⁹ Pelos Decretos-Lei nºs. 237-B/2006, de 18 de Dezembro, 199/2007, de 18 de Maio, 264/2007, de 24 de Julho, 23/2009, de 20 de Janeiro, 104/2010, de 29 de Dezembro e 215-B/2012, de 08 de Outubro. O Decreto-Lei nº 215-B/2012, de 08 de Outubro, procedendo à republicação do Decreto-Lei nº 172/2006, de 23 de Agosto, completa a transposição da Directiva nº 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Julho, que estabeleceu regras comuns para o mercado interno de electricidade e procede à integração do regime do Decreto-Lei nº 92/2010, de 26 de Julho, que transpôs para a ordem jurídica interna a Directiva nº 2006/123/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 12 de Dezembro, relativa aos serviços no mercado interno e à transposição para a ordem nacional dos artigos 13º e 16º da Directiva nº 2009/28/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de Abril, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis.

n.ºs 2003/54/CE e 2003/55/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho de 2003.

Pela Lei n.º 9/2013 são atribuídos poderes sancionatórios à ERSE para punir as infracções administrativas à legislação que estabelece as bases dos sectores da electricidade e do gás, incluindo a produção a partir de fontes renováveis, e respectiva legislação complementar, às demais leis e regulamentos cuja aplicação ou supervisão lhe compete, bem como às resultantes do incumprimento das suas próprias determinações, sempre que tipificadas como contra-ordenação, estando sujeitas ao poder sancionatório da ERSE todas as entidades intervenientes no Sistema Eléctrico Nacional e no Sistema Nacional de Gás Natural que exerçam actividades sujeitas à regulação da ERSE (artigo 1.º, n.ºs 1 e 3).

Sobre a temática que nos propomos abordar, da incidência ambiental das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica, deve ainda fazer-se uma referência à Decisão da Comissão, de 10 de Fevereiro de 2005, que estabelece as regras de aplicação da Decisão n.º 280/2004/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, relativa à criação de um mecanismo de vigilâncias das emissões comunitárias de gases com efeito de estufa e de implementação do Protocolo de Quioto, sendo exigível aos Estados membros a comunicação das suas emissões, de entre as quais, por fonte de energia [CO₂ (dióxido de carbono), CH₄ (metano) e N₂O (óxido de azoto)], quanto à indústria, as emissões provenientes da queima de combustíveis fósseis na indústria transformadora, na construção e nas indústrias extractivas, incluindo a queima para fins de produção de electricidade e calor.

Em 1991 foi assinada a Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas e em 1997 foi adoptado o Protocolo de Quioto, tendo a União Europeia, de que os Estados membros fazem parte, ficado obrigada a reduzir as suas emissões em 8% dos gases com efeito de estufa no período de 2008-2012, relativamente às emissões verificadas no ano base de 1990.

Essa quantidade de redução foi repartida por todos os Estados membros através do compromisso comunitário, o “*Acordo de Partilha de Responsabilidades*”, aprovado por Decisão do Conselho n.º 2002/358/CE, de 25 de Abril, tendo Portugal, por referência a esse período de 2008-2012, assumido o compromisso de limitar o aumento das suas emissões de gases com efeito de estufa em 27%, relativa-

mente ao valor do ano base.

Em desenvolvimento, foi criado o Programa Nacional para as Alterações Climáticas 2004, aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 119/2004, de 31 de Julho e depois, o Programa Nacional para as Alterações Climáticas 2006, aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 104/2006, de 23 de Agosto, que define o conjunto de políticas e medidas internas que visam reduzir as emissões de gases com efeito de estufa.

Para efeitos do compromisso assumido foi criado o Fundo Português de Carbono pelo Decreto-Lei n.º 71/2006, de 24 de Março, que visa o desenvolvimento de actividades para a obtenção de créditos de emissão de gases com efeito de estufa.

Tendo em conta a realidade nacional e internacional, concretamente a evolução dos mercados de carbono, o Estado português através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 1/2008, de 4 de Janeiro, veio fixar novas metas e objectivos para o período de 2008-2012, após notificação da Decisão C (2007) 5055 Final, da Comissão, de 18 de Outubro, relativa ao Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão e controlo das emissões de gases com efeito de estufa.

Recentemente, a Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013, de 10 de Abril, definiu o “*Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética para o período de 2013-2016*” e o “*Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis para o período de 2013-2020*”, constituindo o diploma definidor das orientações de política energética portuguesa, revogando as anteriores Resoluções do Conselho de Ministros n.ºs 80/2008, de 20 de Maio e 29/2010, de 15 de Abril.

Na Resolução de 2013 foram definidos os objectivos de redução de consumo, projectando novas acções e metas para 2016, integrando as preocupações relativas à redução de energia primária para o horizonte de 2020, constantes da Nova Directiva Eficiência Energética, sendo apresentadas as poupanças alcançadas com o Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética de 2008, global e parcelarmente, por cada área, programa e medida adoptada.

Numa perspectiva evolutiva, deixámos apenas a principal normatividade relativa às políticas públicas de energia e sobre os impactes ambientais do sector energético.

O sistema eléctrico nacional pode ser dividido em cinco actividades principais: produção, transporte, distribuição, comercialização e

operação dos mercados organizados de electricidade, incidindo o nosso interesse sobre os três primeiros, a produção, transporte e distribuição de energia eléctrica e os efeitos que tais actividades produzem sobre o ambiente.

IV. INCIDÊNCIA TERRITORIAL E NO MEIO AMBIENTE DA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

Não sendo possível armazenar energia eléctrica, torna-se necessário um ajuste constante entre os níveis de produção e os níveis de consumo, de modo a garantir o equilíbrio entre a oferta e a procura.

É também devido à incapacidade em armazenar energia eléctrica que se devem as redes de transporte de energia, para transportar ao longo do território nacional, a energia eléctrica produzida.

A energia eléctrica é uma forma de energia que não se encontra imediatamente utilizável em grandes quantidades na natureza, tendo de ser convertida a partir das fontes primárias, que são as que entram no sistema energético, sofrendo transformações, para dar origem à energia final, tal como é disponibilizada nas suas várias formas, electricidade, combustíveis, gás e outras.

O que os sistemas eléctricos “armazenam” são as energias primárias de que deriva a energia eléctrica: a água, nas barragens; os combustíveis sólidos e líquidos, nos parques térmicos; o vento, nos parques eólicos.

Porque assim é, a grande preocupação nacional energética na primeira metade do século XX consistiu a do desenvolvimento da produção de energia, isto é, a criação de uma rede eléctrica à escala nacional, que permitisse dar resposta às necessidades energéticas do país.

Portugal é um país de escassos recursos energéticos próprios, aqueles que asseguram as necessidades energéticas da maioria dos países desenvolvidos, como é o petróleo, o carvão e o gás natural, pelo que, desde sempre, tal situação de escassez tem conduzido a uma grande dependência energética do exterior.

Na primeira metade do século, cerca de três quartos da electricidade produzida era de energia térmica, por queima de carvões nacionais de fraca produtividade, o que implicou avultados custos com a aquisição de carvões importados.

A opção posterior foi a de dar predominância à energia hidráu-

lica, seguida da construção de centrais hidroeléctricas, o que está na origem da rede eléctrica nacional.

Além disso, recorre-se à utilização de lenhas e resíduos como fontes de energia, com peso significativo nos sectores doméstico e industrial.

Contribui ainda para a produção nacional, a energia solar e a geotérmica, a biomassa e o biogás e de lenhas e resíduos.

A biomassa *sólida* tem como fonte os produtos e resíduos da agricultura, incluindo substâncias vegetais e animais, os resíduos das florestas e a fracção biodegradável dos resíduos industriais e urbanos; a biomassa *líquida* existe em uma série de biocombustíveis com potencial de utilização, sendo exemplos o biodiesel, obtido a partir de óleos de colza ou girassol, o etanol e o metanol e a biomassa *gasosa* é encontrada nos efluentes agro-pecuários, no meio urbano, nos aterros de resíduos sólidos urbanos.

A propósito das opções energéticas do país disse em 1924, Ezequiel de Campos, personalidade da história da electrificação do século XX português: “Nós, gente de poetas e namorados, temos achado que é mais gentil deixar os rios à natureza, como se os rouxinóis fossem perturbados pelas rodas das turbinas, e não temos sabido aproveitá-los”²⁰.

Disse mais quanto ao papel do Estado e quanto aos interesses instalados, que denunciou frontalmente: “(...) os direitos arrogados pelos proprietários dos terrenos marginantes dos rios; a aversão deles ao mais leve desmanchar do quase sempre primitivo e selvagem estado em que religiosamente mantêm a sua propriedade, muito sua; a relutância de venda de qualquer parcela de terreno e os preços fabulosos que pedem; (...) e talvez acima de tudo as leis duras, de travão e de rapina... que parecem feitas de propósito para aniquilar toda a vontade” (1913)²¹.

Actualmente, a electricidade é produzida com recurso a diferentes tecnologias e utilizando diferentes fontes primárias de energia (carvão, gás natural, fuel, gasóleo, água, vento, sol, biomassa, resíduos), tendo nos últimos anos aumentado significativamente o número de produtores, pois além das centrais térmicas e hídricas de grande dimensão, têm surgido outras de menor potência, no âmbito da cogeração ou da produção de origem renovável.

Em termos organizativos, a produção de electricidade está totalmente aberta à concorrência, havendo apenas lugar à intervenção do

²⁰ Cfr. “Transporte de Electricidade 50 anos”, obra cit., pág. 15.

²¹ *Idem*, pág. 16.

operador para efeitos de segurança no abastecimento de energia.

A produção de electricidade encontra-se dividida em dois regimes: (i) produção em regime ordinário, o relativo à produção de electricidade com recurso às fontes tradicionais não renováveis e em grandes centros electroprodutores e (ii) a produção em regime especial, relativa à cogeração e a produção de energia eléctrica a partir da utilização de fontes energéticas renováveis.

A produção de electricidade reparte-se, essencialmente, entre duas grandes fontes, a hídrica, desde as grandes centrais, aos pequenos aproveitamentos e a térmica, com recurso a quatro combustíveis de origem fóssil: o carvão, o gás natural, o fuelóleo e o gasóleo, os quais são todos 100% importados, com recurso a diferentes tecnologias²².

Em 1999, 49% do total da energia produzida era de origem térmica, sendo até essa data o petróleo a sua fonte predominante, quer como energia final, dos combustíveis líquidos ou sólidos, quer como fonte primária, produzindo electricidade.

A utilização do gás natural como fonte energética iniciou-se na década de 90, sofrendo um incremento sobretudo a partir de 1999, caracterizando-se as infra-estruturas associadas ao seu armazenamento pela sua complexidade, assentes em cavernas subterrâneas, tendo ligação às infra-estruturas equivalentes, em Espanha.

Em matéria de energias renováveis, a maior evolução sentida em Portugal registou-se a partir de meados dos anos 90 na energia eólica, que tem lentamente vindo a aumentar, sendo a que tem maior peso na actualidade²³.

Nos termos do “*Pacote Energia-Clima 20/20/20*”, aprovado a 17 de Dezembro de 2008, os países membros da União Europeia, no seu conjunto, terão de chegar ao ano de 2020 com menos 20% de emissões de gases com efeito de estufa, face aos volumes emitidos em 1990, mais 20% de energias renováveis no consumo energético global e menos 20% de consumo energético, através do aumento da eficiência.

Além disso, Portugal comprometeu-se a aumentar o peso das energias renováveis (hídrica, eólica, solar, ondas, biomassa) de 20,5%, em 2005, para 31% em 2020, devendo ainda nessa data, cerca de 60% da electricidade consumida ser produzida a partir das várias fontes renováveis.

Para tanto, releva a multiplicação de parques eólicos pelo país,

²² Cfr. *Energia Portugal, 2001*, obra cit., pág. 45.

²³ Cfr. Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG), in <<http://www.dgge.pt>>.

assim como o aumento da capacidade de produção de hidroelectricidade, com o reforço de potência e construção de novas barragens.

A produção nacional de energia eléctrica cabe essencialmente ao grupo EDP, embora a sua contribuição para o total da energia produzida venha progressivamente a diminuir, devido à maior contribuição de outros agentes que operam no segmento da produção de regime especial (PRE), associada à cogeração, às fontes energéticas renováveis [mini-hídrica, eólica, biomassa (biocombustíveis), solar (fotovoltaica), geotérmica e energia das ondas] e outras, como a microgeração²⁴.

Em 2012 a produção de origem renovável abasteceu 37% do consumo, atingindo a eólica a quota mais elevada de sempre, 20%, a hídrica 11% e outras renováveis 6%²⁵.

As centrais térmicas a carvão e de ciclo combinado a gás natural abasteceram respectivamente, 25% e 11% do consumo, ficando o ano marcado por condições hidrológicas desfavoráveis.

O saldo importador abasteceu 16% do consumo, com uma ocupação da capacidade importadora de 59%.

Merece relevo o pioneirismo nacional na produção de energia a partir das ondas oceânicas, que não obtém expressão quantitativa em termos de produção nacional de energia, por estar na fase 1 do projecto, mas com projecções para 2019²⁶.

Neste âmbito, em 2010, o Estado português concedeu à ENONDAS, do grupo REN, a concessão, pelo prazo de 45 anos, da produção de energia das ondas numa zona piloto, com uma área de cerca de 320 km², incluindo a autorização para a implantação das infra-estruturas e ligação à rede eléctrica pública, sendo objectivo tornar-se num espaço na costa atlântica dedicado ao desenvolvimento de energias marinhas, em especial, das ondas.

Portugal caracteriza-se por uma reduzida diversificação da oferta energética primária, aliada à escassez de recursos fósseis, o que justifica a maior vulnerabilidade do sistema energético às flutuações

²⁴ Vide, *Relatório Anual Para a Comissão Europeia*, Agosto de 2013, ERSE, pág. 43, in http://www.erse.pt/pt/uniaoeuropeia/Documents/Relat%C3%B3rio%20CE%202013_PT_Final.pdf.

²⁵ Cfr. “Dados Técnicos – 2012”, REN, in [http://www.ren.pt/files/2013-05/2013-05-23162325_f7664ca7-3a1a-4b25-9f46-2056ee44c33872f445d4-8e31-416a-bd01-d7b980134d0f\\$ee3c56e5-6d14-4aa0-ac1f-ca5006917e03\\$\\$storage_image\\$\\$pt\\$\\$1.pdf](http://www.ren.pt/files/2013-05/2013-05-23162325_f7664ca7-3a1a-4b25-9f46-2056ee44c33872f445d4-8e31-416a-bd01-d7b980134d0f$ee3c56e5-6d14-4aa0-ac1f-ca5006917e03$$storage_image$$pt$$1.pdf).

²⁶ Cfr. “Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis ao abrigo da Directiva 2009/28/CE”, DGEG e “Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNT 2009-2014 (2019)”, REN.

dos preços internacionais, concretamente, do petróleo.

A maior percentagem de produção de electricidade é, por isso, de origem térmica, vindo a aumentar a produção de energia a partir de aproveitamentos eólicos ou solares fotovoltaicos, gerada em centrais mini-hídricas, bem como a partir da combustão da biomassa e biogás.

Do elenco das fontes renováveis, os aproveitamentos eólicos e os mini-hídricos são os que têm maior peso.

Actualmente, acentuou-se a separação dos produtores, com total liberalização da actividade de produção, mantendo-se a actividade de transporte como actividade regulada, com a missão de garantir que o mercado da oferta e da procura funcione.

Produzida a energia é a mesma entregue à rede de transporte, que a canaliza para as redes de distribuição, para ser veiculada para as instalações consumidoras finais.

Em matéria de produção de energia deve atender-se à máxima de Lavoisier, segundo a qual a energia não se cria, transforma-se, e em cada transformação para produzir energia final, há uma parte que não é utilizável e perde-se, não entrando no sistema energético.

As fontes de energia são, por isso, finitas, havendo o risco que se esgotem e à sua transformação para além das citadas perdas, estão associados fenómenos físicos e químicos prejudiciais para o território e para o meio ambiente em geral, razão pela qual, no último quartel do século XX começaram a surgir, de forma sistemática, preocupações com o ambiente e com a procura de fontes renováveis de energia.

1. Efeitos negativos

O aquecimento global do planeta constitui hoje uma das maiores preocupações ambientais, com as consequências associadas de aumento da temperatura média à superfície da terra, de subida do nível dos oceanos e da ocorrência de fenómenos climáticos cada vez mais dramáticos.

“As provas demonstram que ignorar as alterações climáticas irá acabar por prejudicar o crescimento económico. As nossas acções durante as próximas décadas poderão criar riscos de grave perturbação para a actividade económica e social, nos finais deste século e no próximo, a uma escala idêntica àquelas associadas com as grandes guerras e a depressão económica da primeira metade do século XX. (...) As existências de gases com efeito de estufa na atmosfera (incluindo o dióxido de

carbono, metano, óxidos de azoto e um número de gases decorrentes de processos de fabrico industrial) estão a aumentar como resultado da actividade humana. (...) as existências dos gases com efeito de estufa poderiam mais que triplicar até ao fim do século, provocando, no mínimo, 50% de risco de uma mudança da temperatura média global a 5° C durante as décadas seguintes. (...) Tais mudanças alterariam a geografia física do mundo. Uma mudança radical na geografia física do mundo só pode ter fortes implicações na geografia humana – ou seja, onde as pessoas vivem, e o seu modo de vida. (...) As alterações climáticas ameaçam os elementos básicos da vida dos seres humanos em todo o mundo – o acesso à água, a produção de alimentos, a saúde, assim como a afectação dos solos e o ambiente²⁷.

Tais receios são reforçados no Relatório das Nações Unidas para as Alterações Climáticas 2013²⁸, segundo o qual o aquecimento da terra e as alterações que está a provocar no sistema climático são “inequívocos” e não têm precedentes no espaço de décadas a milénios.

Extraí-se desse Relatório que “*A atmosfera e o oceano aqueceram, diminuiu a quantidade de neve e de gelo, o nível do mar subiu e a concentração de gases com efeito de estufa aumentou*” e que “*A influência humana no sistema climático é clara*”, salientando que a maior parte do aquecimento global é da responsabilidade humana e que as concentrações de gases com efeito de estufa na atmosfera “*atingiram valores sem precedentes em relação aos últimos 800.000 anos*”, aumentando as concentrações de dióxido de carbono (CO₂) em 40%, metano (CH₄) em 150% e óxido nitroso (N₂O) em 20%, em relação aos valores pré-industriais.

No que respeita aos efeitos associados à produção de energia térmica e com incidência negativa para o território e para o meio ambiente está o impacte sobre o ar, salientando-se de entre os poluentes de maior significado emitidos para a atmosfera, os óxidos de enxofre, os óxidos de azoto, as partículas, o chumbo, o monóxido de carbono e sobretudo os gases que contribuem para o efeito de estufa, com destaque para o dióxido de carbono²⁹.

Os principais gases com efeito de estufa são o CO₂ (dióxido de carbono), com origem essencialmente na utilização de recursos energéticos de origem fóssil, o N₂O (óxido nitroso), resultante essencialmente

²⁷ Vide “*Estudo Stern: Aspectos Económicos das Alterações Climáticas*”, de 14 de Novembro 2006, no âmbito da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre as Alterações Climáticas.

²⁸ Cfr. <http://www.climatechange2013.org/images/uploads/WGIIAR5_WGI-12Doc2b_FinalDraft_TechnicalSummary.pdf>.

²⁹ Cfr. *Energia 1995-2015, Estratégia para o Sector Energético*, Ministério da Indústria e Energia, Secretaria de Estado da Energia, 1999, pág.161.

das actividades agrícolas e o CH₄ (metano), com origem nas actividades energéticas e agrícolas.

Por isso, existe uma forte correlação entre as emissões de CO₂, devido à produção de energia e o produto interno bruto de cada país.

As centrais térmicas de produção de electricidade contribuem para a emissão de óxidos de enxofre, o que justifica que a opção pelos recursos energéticos de origem fóssil, como o carvão, utilizado para a produção de energia térmica, seja alvo de contestação crescente por razões de natureza ambiental, dado ser o combustível fóssil que tem maior teor em carbono, produzindo CO₂ para a atmosfera.

A utilização de recursos energéticos de origem fóssil é responsável, à escala mundial, por cerca de três quartos das emissões de dióxido de carbono, por um quinto do metano e uma quantidade significativa de óxido nitroso, a par de influenciar reacções químicas na atmosfera, que provocam a criação de outros gases.

Cada Estado membro da União Europeia, tendo em conta o nível de desenvolvimento da sua economia, tem responsabilidades no âmbito dos compromissos internacionais de redução das emissões de gases com efeito de estufa, estando em causa a resolução de um problema à escala global.

As emissões atmosféricas são um dos impactes ambientais mais significativos, provocados pelo sector energético em geral e, em particular, pelo sector eléctrico, associado à produção de energia termeléctrica, que contribui ainda para as alterações climáticas, a acidificação, a poluição atmosférica local, a produção de resíduos sólidos e perigosos, a degradação e contaminação do solo e produção de ruído, sendo ainda potenciadora de acidentes graves, pelo perigo de explosão e de incêndio.

A energia de fonte hídrica, embora não produzindo os tão nefastos gases com efeito de estufa, é igualmente causadora de impacte ambiental.

Os grandes aproveitamentos hidroeléctricos são responsáveis pela alteração dos fluxos hidrológicos, pela redução de caudais, pela degradação da qualidade da água e pela perda de biodiversidade, devido ao alagamento de áreas extensas, com reflexos na degradação do solo e das zonas costeiras, enquanto as mini-hídricas produzem poucos impactes ambientais, apenas ao nível da alteração do regime dos rios e da redução dos caudais e na biodiversidade.

Também a energia eólica produz impactes ambientais, por perda da biodiversidade, com o risco de colisão de aves, intrusão visual, por as turbinas constituírem um elemento estranho na paisagem, ruído provocado pela operação e a degradação do solo, por serem requeridas extensas áreas que não são completamente ocupadas.

A biomassa contribui para as alterações climáticas ao produzir gases com efeito de estufa, embora tais gases não sejam contabilizados para efeitos do aquecimento global.

Outros impactes são notados na poluição atmosférica local, pela emissão de partículas e produção de resíduos sólidos perigosos, pelas cinzas resultantes da combustão.

Por implicarem a remoção de vegetação, diversas actividades de produção de energia podem provocar alterações no escoamento e infiltração dos fluxos hidrológicos e perda da biodiversidade, aumentando o risco de erosão do solo.

As demais energias renováveis não deixam de produzir impactes ambientais, embora com menor significância.

Assim, globalmente, quanto à actividade dos centros electroprodutores, existe a afectação dos recursos naturais, por consumo de combustíveis, a afectação do ar, por emissão de poluição atmosférica e da água, por produção de resíduos sólidos ou pastosos.

Sabe-se, contudo que a produção de energia está sujeita ao escrutínio das políticas públicas ambientais, não havendo soluções nacionais, nem sequer regionais, para a maioria dos problemas decorrentes da actividade, antes requerendo soluções e respostas à escala global.

2. Efeitos positivos

Ao exercício da actividade de produção de electricidade está subjacente a garantia do abastecimento, no âmbito do funcionamento de um mercado liberalizado e cada vez mais o recurso às energias renováveis, amigas do ambiente, que não podem deixar de reconhecer-se como impactes positivos.

O conjunto da produção de energia eólica tem vindo crescentemente a contribuir para o consumo total de energia eléctrica, sendo o seu impacte ambiental reduzido, quer em termos de ruído, quer no ecossistema, sendo saudada toda e qualquer política pública que privilegie a origem da energia produzida a partir de fontes renováveis.

O alargamento da produção de energia eléctrica às fontes de energia renovável além de constituir um enorme ganho para o ambiente, deverá ser capaz de contribuir para uma baixa efectiva de preços no consumidor, o qual, até 2012, encontrou-se regulado³⁰.

O progresso tecnológico assume repercussão ao nível da oferta de energia, verificando-se que o desenvolvimento da tecnologia de ciclo combinado, com recurso ao gás para produção de electricidade, alia elevados rendimentos termodinâmicos a vantagens ambientais.

A utilização crescente do gás natural, o menos agressivo dos combustíveis fósseis, constitui, por isso, um objectivo político, não só na área da energia, mas também do ambiente e do desenvolvimento sustentável, sendo um instrumento destinado a promover a correcção dos desequilíbrios que caracterizam o país, de natureza económica e social.

A sua utilização, aliada ao incremento da energia eólica, constituem as maiores alterações introduzidas no sistema energético nacional, contribuindo para o objectivo da maior eficiência energética e para a redução da emissão das substâncias poluidoras.

Existem consensos nacionais e europeus das metas a atingir na satisfação do consumo final de electricidade, por fonte de energia renovável, assim como de redução do consumo bruto de energia eléctrica, pelo que, além da produção de energia eléctrica, será igualmente importante o esforço de racionalização do consumo.

De qualquer modo, existe uma cada vez maior integração entre as políticas, energética e ambiental, tornando-se cada vez mais essencial para a definição da política energética a consideração da sua dimensão ambiental³¹.

³⁰ O mercado da energia eléctrica conta, desde 2012, com a liberalização dos mercados retalhistas, decorrente de iniciativas legislativas no sentido da extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais, com excepção das tarifas para clientes economicamente vulneráveis – cfr. sobre a matéria, “ *Mercados de Electricidade – Regulação e Tarificação de Uso das Redes*”, João Paulo Tomé Saraiva, José Luís Pinto Pereira da Silva e Maria Teresa Ponce de Leão, FEUP Edições, 2002 e “*Regulação, Electricidade e Telecomunicações*”, Estudos de Direito Administrativo da Regulação, Pedro Gonçalves, Coimbra Editora, 2008 e “*Relatório Anual para a Comissão Europeia*”, 2013, ERSE, pág. 1, in <http://www.erse.pt/pt/uniao-europeia/Documents/Relat%C3%B3rio%20CE%202013_PT_Final.pdf>.

³¹ A actual configuração governativa, ineditamente, prevê o Ministério do Ambiente, do Ordenamento do Território e da Energia – cfr. <<http://www.portugal.gov.pt/pt/os-ministerios/ministerio-do-ambiente-ordenamento-do-territorio-e-energia.aspx>>.

V. INCIDÊNCIA TERRITORIAL E NO MEIO AMBIENTE DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

As actividades de transporte e de distribuição de energia eléctrica não se distinguem, significativamente, ao nível dos impactes produzidos no território e no meio ambiente, o que justifica a sua análise conjunta.

A actividade de transporte de electricidade é efectuada através da Rede Nacional de Transporte (RNT), mediante concessão do Estado Português, em regime de serviço público de exclusividade, à REN – Redes Energéticas Nacionais, que liga em muito alta tensão os produtores aos centros de consumo, assegurando em cada instante o equilíbrio entre a procura e a oferta de energia, através da observação e ajuste do fluxo de energia entre a rede portuguesa e a rede espanhola, atenta a interligação entre as duas redes.

Os pontos de entrega da RNT permitem alimentar a rede de distribuição, a partir da qual são abastecidos os consumos da maioria dos consumidores finais.

A REN é o operador nacional da rede de transporte de energia eléctrica, sendo a única entidade de transporte de electricidade em Portugal, cobrindo a totalidade do território continental e com interligações com a rede espanhola, cabendo-lhe a gestão global do sistema eléctrico de serviço público, exploração da rede nacional de transportes de energia eléctrica e planeamento, construção, operação e manutenção das respectivas infra-estruturas (linhas e subestações), abrangendo ainda o planeamento e a gestão técnica global do Sistema Eléctrico Nacional para assegurar o funcionamento harmonizado das infra-estruturas que o integram, assim como a continuidade de serviço e a segurança do abastecimento de electricidade.

A energia produzida é encaminhada para a rede de transporte em alta ou muito alta tensão, através dos pontos de entrega da Rede Nacional de Transporte, que a entrega às redes de distribuição, em níveis de tensão mais baixos, a partir da qual, veiculada a energia nas condições técnicas adequadas através das redes, são abastecidos os consumidores finais.

A distribuição de electricidade processa-se através da exploração da Rede Nacional de Distribuição, atribuída em exclusividade pelo Estado português, por contrato de concessão à EDP – Energias de

Portugal, S.A. (EDP Distribuição), a qual é a entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição (RND) de electricidade, em alta e média tensão e das Redes de Distribuição em Baixa Tensão da totalidade dos municípios em Portugal continental.

No que respeita à rede de transporte, constitui seu objectivo a qualidade serviço, através da actividade de planeamento da construção de novas estruturas e da renovação das linhas e subestações mais antigas, com a finalidade última da segurança da Rede Nacional de Transporte e a garantia de abastecimento contínuo.

A qualidade do serviço de transporte prestado e o cumprimento das normas decorrentes do contrato de concessão são objecto de regulação específica pela Direcção Geral de Geologia e Energia e pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

Em matéria de qualidade e de segurança da rede de transporte mostra-se essencial que a mesma tenha um grau de fiabilidade elevada, já que uma qualquer falha provocará perturbações em larga escala, vigorando a regra de fiabilidade “*n-1*”, que traduz que a falta de um dos elementos da rede de transporte, não deve ter efeitos imediatos sobre a mesma.

Impõe-se nesta matéria e como objectivo essencial no mercado do transporte de energia o equilíbrio adequado entre o custo associado à utilização da rede por parte dos consumidores e a harmonização da actividade de transporte com o meio social e o ambiente, mediante a maior integração paisagística a ambiental possível das instalações.

Outra preocupação associada ao transporte de energia, constitui a construção de uma rede que permita a diversificação das diferentes fontes energéticas e a sua respectiva ligação à rede de produção de energia renovável.

À rede de transporte cabe o papel de ir buscar a energia aos locais onde é produzida e entregá-la nos locais de consumo, devendo criar condições para que todos os produtores e consumidores a ela se liguem, mesmo para além dos locais onde a energia se produz, o que se faz através das linhas.

A organização dos campos eléctricos e magnéticos induz corrente nos condutores das linhas e tensão entre eles, sendo transportada a energia de modo proporcional ao produto da tensão pela corrente, pelo que, descendo-se a corrente e subindo-se a tensão, obtêm-se valores elevados de energia transportada, minimizando as

perdas associadas ao transporte.

Os projectos de infra-estruturas de transporte de energia, pelos impactes que produzem, estão sujeitos ao procedimento administrativo de avaliação de impacte ambiental (AIA)³², com vista à identificação dos aspectos que cada projecto, em concreto, interfere com as populações, o território e ambiente e com vista a, em conjunto com as demais entidades públicas envolvidas, minimizar os impactes negativos das infra-estruturas de transporte de energia eléctrica.

Com a finalidade de proteger o território e o meio ambiente, nas fases de planeamento, de projecto e de construção, o estabelecimento das infra-estruturas da rede nacional de transporte tem de ter em conta a análise e estudo dos impactes e incidências sobre o ambiente, globalmente, através de estudos de viabilidade ambiental, consulta a entidades públicas competentes e estudos de impacto ambiental, que devem ponderar as diferentes alternativas, sempre com a prevalência das de menor impacte.

Nos termos previstos no artigo 1º, nºs 3, 4 e 5 e respectivos Anexos ao Decreto-Lei nº 151-B/2013, de 31 de Outubro, estão sujeitos a AIA os projectos, considerados susceptíveis de provocar impacte significativo no ambiente, em função da sua localização, dimensão ou natureza, com destaque para os projectos relativos a centrais térmicas, instalações destinadas à incineração, valorização energética, barragens e outras instalações concebidas para retenção ou armazenagem perma-

³² O regime jurídico da avaliação de impacte ambiental (AIA) dos projectos públicos e privados susceptíveis de produzirem efeitos significativos no ambiente, aprovado pelo Decreto-Lei nº 151-B/2013, de 31 de Outubro, transpõe para a ordem jurídica a Directiva nº 2011/92/EU, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Dezembro de 2011 e revoga o Decreto-Lei nº 69/2000, de 03 de Maio, alterado pelo Decreto-Lei nº 197/2005, de 08 de Novembro. Segundo os artigos 2º, alínea d), 8º, nº 1 e 10º, nº 1, do Decreto-Lei nº 151-B/2013, a «*Avaliação de impacte ambiental*» ou «*AIA*» consiste num instrumento de carácter preventivo da política do ambiente, sustentado na realização de estudos e consultas com efectiva participação pública e análise de possíveis alternativas, que tem por objecto a recolha de informação, identificação e previsão dos efeitos ambientais de determinados projectos, bem como a identificação e proposta de medidas que evitem, minimizem ou compensem esses efeitos, tendo em vista uma decisão sobre a viabilidade da execução de tais projectos e respectiva pós-avaliação, para o qual é autoridade nacional competente, a Agência Portuguesa do Ambiente, IP. O «*Estudo de impacte ambiental*» ou «*ELA*» é o documento elaborado pelo proponente no âmbito do procedimento de AIA, que contém uma descrição sumária do projecto, a identificação e avaliação dos impactes prováveis, positivos e negativos, que a realização do projecto poderá ter no ambiente, a evolução previsível da situação de facto sem a realização do projecto, as medidas de gestão ambiental destinadas a evitar, minimizar ou compensar os impactes negativos esperados e um resumo não técnico destas informações e a «*Declaração de impacte ambiental*» ou «*DIA*» é a decisão, expressa ou tácita, sobre a viabilidade ambiental de um projecto, em fase de estudo prévio ou anteprojecto ou projecto de execução (alíneas g) e j), do artº 2º).

nente de água, construção de linhas aéreas de transporte de electricidade com uma tensão igual ou superior a 220 kV e cujo comprimento seja superior a 15 km, instalações industriais destinadas à produção de energia eléctrica e hidroeléctrica, de vapor e de água quente, instalações industriais destinadas ao transporte de energia eléctrica por cabos aéreos, armazenagem de combustíveis fósseis e aproveitamento da energia eólica para produção de electricidade.

À actividade de transporte de energia eléctrica, segue-se a actividade de distribuição de energia, a qual se destina a permitir as fases subsequentes, de comercialização e de consumo.

1. Efeitos negativos

Desde há muito que é assumido publicamente que “*o transporte de energia eléctrica induz impactes ambientais que podem e devem ser minimizados através da adopção de medidas correctivas e preventivas*”³³.

Com vista a tentar minorar os efeitos negativos associados à rede de transporte de energia eléctrica, forçoso é que sejam adoptadas medidas de natureza ambiental, para integração paisagística de subestações e instalações e de requalificação dos corredores das linhas, de forma a minorar o seu impacto junto das populações, de protecção da avifauna, medidas mitigadoras da emissão de gases com efeito de estufa, do ruído, da promoção de fontes de energia renovável, entre outras.

Em Portugal, são conhecidas as medidas de protecção da avifauna, existindo iniciativas conjuntas, entre entidades públicas e privadas, no sentido de diminuir o impacto das linhas aéreas de transporte de energia sobre as aves.

Um dos impactes na biodiversidade resulta da interacção das aves nas linhas de transporte, estando as ocorrências de colisão das aves associada à presença de aves nas proximidades da linha, mas também devido à intercepção do traçado da linha com os habitats das espécies, alguns com classificação legal, como sejam as Áreas Protegidas e Zonas de Protecção Especial (ZPE), pelo que, quer, na fase de construção das infra-estruturas, quer na fase de funcionamento da rede de transporte e de distribuição de energia, encontra-se detectado que a rede pode interferir com os ciclos biológicos.

Embora uma das finalidades do EIA seja o de evitar o atraves-

³³ “Relatório de Sustentabilidade 2004/2005, REN, pág. 48.

samento de áreas protegidas e sensíveis, parte das linhas de muito alta tensão e suas instalações, encontram-se total ou parcialmente incluídas em Áreas Protegidas, ZPE ou na Lista Nacional de Sítios, sendo algumas destas infra-estruturas anteriores à classificação e outras destinadas a assegurar a recepção da produção de energia eólica.

O traçado das linhas aéreas deve ser sempre o de menor impacto ambiental, prevendo-se como medidas de minimização no que respeita à avifauna, a instalação de sinalização dos cabos de guarda que aumentam a visibilidade da linha.

A par da protecção conferida ao lince ibérico, enquanto espécie ameaçada de extinção, têm sido adoptadas medidas de protecção da cegonha branca, com a transferência de ninhos e a instalação de plataformas e de dispositivos de equipamento para protecção e dissuasão de poiso, da colisão e da nidificação, com a diminuição progressiva do número de ocorrências³⁴.

O atravessamento das linhas produz ainda impacto directo na flora, por perda da biodiversidade decorrente da fragmentação dos habitats e ainda no uso do solo.

Associada à rede de transporte e de distribuição de energia, existe a abertura e manutenção da faixa de protecção das linhas, que exige o corte ou decote de árvores, prevendo-se como medidas minimizadoras, em função da quantificação das árvores abatidas, além da atribuição de indemnizações aos proprietários, a reconversão do povoamento florestal com outras espécies de crescimento mais lento e com uma altura máxima inferior ou projectos de arborização noutras locais.

Associada à construção e manutenção das linhas, subestações e edifícios, existe ainda o risco de contaminação de solos, por derrame de substâncias e resíduos, os quais, em cerca de 98% estão abrangidos pela política de gestão de resíduos.

Outro efeito negativo associado ao transporte de energia eléctrica consiste o das perdas na rede, traduzida na fuga para a atmosfera dos gases utilizados na conversão da energia primária para a energia final e os utilizados nas próprias instalações, o hexafluoreto de enxofre (SF₆), em disjuntores e subestações, por contribuir para a emissão de gases com efeito de estufa.

O SF₆ encontra-se abrangido pelo Protocolo de Quioto e apre-

³⁴ Cfr. “REN em Linha com o Desenvolvimento Sustentável”, REN, com a colaboração do ICN – Instituto da Conservação da Natureza, 2003, págs. 65 e 73 e ss.

senta um potencial de aquecimento global cerca de 23.900 vezes superior ao CO₂, existindo a adopção de medidas de monitorização de fugas de gases fluorados com efeito de estufa para a atmosfera.

O total das emissões directas de CO₂ da Rede Eléctrica Nacional em 2005, abrangendo as emissões directas de SF₆ e com a utilização dos meios de transporte, significou 1% do total das emissões, pelo que, as emissões indirectas de gases, por perda da rede, representam 99% do total das emissões.

O nível das emissões de gases com efeito de estufa, cuja preocupação mundial cada vez mais se faz sentir, através do reconhecimento da importância dos efeitos das alterações climáticas, obtiveram a sua atenção nacional no Programa Nacional para as Alterações Climáticas.

As actividades de transformação de energia representam cerca de dois terços das emissões totais dos gases com efeito de estufa, pelo que, o sector energético está no centro da problemática das alterações climáticas.

As perdas de rede, a que estão associadas a troca importação/exportação de energia com Espanha, o desenvolvimento da rede de Espanha, a topologia da rede e a localização dos novos centros produtores, têm vindo a diminuir desde, pelo menos, 2002.

Associadas às perdas existentes no transporte de electricidade na rede existem ainda as emissões indirectas de CO₂, resultantes da queima de combustíveis fósseis, para produção nas centrais termoelectricas.

Donde, quer para efeitos de eficiência energética, quer decorrente dos objectivos a que Portugal se vinculou, impõe-se a redução das perdas no transporte e distribuição da electricidade.

Em relação ao funcionamento das linhas, ocorre ainda a alteração da paisagem e impactes de natureza ecológica, existindo o risco de incêndios originados por queda de cabo.

Quanto ao funcionamento das subestações, é conhecido o impacto no ambiente sonoro da sua envolvente, decorrente da vibração das placas constituintes dos núcleos e no funcionamento dos ventiladores, podendo tal impacto, em determinados locais, ser minimizado com a instalação de barreiras ou fechando as aberturas existentes.

Encontra-se aqui como importante impacto no território a afectação dos terrenos com a instalação das infra-estruturas de transporte e de distribuição de energia eléctrica e reflexamente, nos terrenos vizinhos.

Porque está em causa a prestação de um serviço público essencial, assim consagrado pela Lei n.º 23/96, de 26 de Julho³⁵, os proprietários tem a obrigação da cedência de espaço para permitir a viabilização do fornecimento de energia eléctrica.

Encontram-se previstos como meios legais de actuação sobre o território, a figura da expropriação por utilidade pública, prevista no Código das Expropriações, aprovado pelo Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de Setembro³⁶, a constituição de servidões administrativas e outras restrições administrativas sobre os imóveis abrangidos pelos projectos de traçado das infra-estruturas afectas à actividade energética, assim como medidas preventivas, que viabilizem a instalação da rede de transporte e de distribuição de energia.

Nos termos do artigo 8.º do Código das Expropriações, a constituição de servidões confere o direito a indemnização nas situações em que inviabilizem a utilização que vinha sendo dada ao bem considerado globalmente, quando inviabilizem qualquer utilização do bem, nos casos em que estes não estejam a ser utilizados ou ainda quando anulem completamente o seu valor económico.

Em sede de impactes ambientais torna-se ainda inevitável falar dos impactes decorrentes dos campos electromagnéticos, associados ao funcionamento das Linhas de Muito Alta Tensão (LMAT).

Nos termos do *princípio da precaução* consagrado no Tratado da União Europeia, determina-se que os Estados devem assumir atitudes prudentes quando haja suficientes provas científicas, embora não necessariamente prova absoluta, de que a não acção pode traduzir-se em perigo e onde as acções podem ser justificadas com base em juízos razoáveis de eficiência de custos.

Citando o Princípio 15 da Declaração do Rio sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento: “*Com o fim de proteger o meio ambiente, o princípio da precaução deverá ser amplamente observado pelos Estados, de acordo com as suas capacidades. Quando houver ameaça de danos graves ou irreversíveis, a ausência de certeza científica absoluta não será utilizada como razão para o adiamento de medidas economicamente viáveis para prevenir a degradação ambiental*”.

A matéria referente aos efeitos dos campos electromagnéticos e dos seus efeitos para a saúde humana e para o ambiente, associada ao

³⁵ Alterada e republicada pela Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro e alterada pelas Leis n.ºs. 24/2008, de 2 de Junho, 6/2011, de 10 de Março, 44/2011, de 22 de Junho e 10/2013, de 28 de Janeiro.

³⁶ Com várias alterações e em fase de revisão, por ter sido apresentado publicamente um novo projecto de diploma, em Junho de 2013.

exercício da actividade de transporte de energia eléctrica, foi objecto de contestação em Portugal, reflectida na instauração de vários processos judiciais contra os actos de licenciamento de LMAT, em que, no essencial, se discutia a tutela dos direitos fundamentais à saúde e ao ambiente.

De entre todos os impactes produzidos com a actividade de transporte de energia eléctrica, consiste o dos efeitos dos campos electromagnéticos na saúde das populações, aquele que maior mediatismo mereceu.

As linhas eléctricas de transporte são um dos componentes fundamentais do sistema eléctrico, pois são o principal veículo de transporte de energia entre os locais da produção e de recolha, para a distribuição, local e regional³⁷.

O campo electromagnético deriva dos campos eléctrico e magnético que, associados, contêm a energia necessária às actividades humanas e produzido, propaga-se no ar ou noutros meios não condutores a uma velocidade próxima da luz, através das linhas aéreas ou de cabos subterrâneos.

A par disso, com a civilização de base tecnológica aumentou a exposição humana aos efeitos dos campos electromagnéticos, através dos equipamentos industriais e domésticos de baixa tensão, o que fez crescer uma maior preocupação em garantir que fossem estabelecidos limites de exposição compatíveis com a saúde humana.

Adoptando os valores recomendados pela Comissão Internacional de Protecção de Radiações Não Ionizantes e na Recomendação do Conselho n.º 1999/519/CE, de 12 de Julho, baseados nos melhores dados e orientações científicas disponíveis, através da Portaria n.º 1421/2004, de 23 de Novembro, o Estado português veio estabelecer um quadro de restrições básicas e níveis de referência relativos à exposição da população a campos electromagnéticos, reconhecendo a necessidade de protecção da saúde pública contra os comprovados efeitos adversos da exposição a campos electromagnéticos.

Tais níveis de referência máximos de exposição do público, de 5KV/m (quilovolt por metro) para o campo eléctrico e de 100uT (microtesla) para a indução magnética, são corroborados pela Organização Mundial de Saúde, como representando “*um nível adequado de protecção contra a exposição a Campos Electromagnéticos variáveis no tempo*”, sem pre-

³⁷ Acerca do modo de funcionamento das linhas, cabos, subestações e postos, cfr. “REN em Linha com o Desenvolvimento Sustentável, obra cit., pág. 20 e ss.

juízo de a evolução futura da tecnologia e o conhecimento científico virem a aconselhar a revisão dos níveis fixados.

Desde que mantidos os valores recomendados, a comunidade científica internacional concluiu pelo não estabelecimento de uma relação causal entre os efeitos dos campos electromagnéticos e os danos à saúde.

Impõem-se medidas de minimização, que imponham o maior afastamento possível das populações e ainda medidas de controlo dos valores de exposição ao público dos campos eléctricos e magnéticos, com origem nas infra-estruturas da rede de transporte.

Na década de 90 surgiu a tecnologia do enterramento dos cabos a 220 kV, em vez das linhas aéreas, mas a mesma é usada apenas nos locais onde se mostre indispensável, pois se tem as vantagens de diminuir o espaço ocupado, de eliminar o impacto visual e de reduzir drasticamente as acções de conservação, tem os inconvenientes do elevado custo económico da infra-estrutura necessária à passagem subterrânea e das dificuldades na detecção e reparação de qualquer avaria, por exigir a abertura de uma cratera no solo e maior tempo de reparação, contribuindo para a degradação do solo.

Assim, deve haver lugar a mudança do local de implantação dos apoios das linhas sempre que se verifique que poderá ser posta em causa a integridade da saúde humana e de algum elemento patrimonial relevante, deve ser sempre e em qualquer caso salvaguardado qualquer sítio arqueológico e devem ser escolhidos os acessos com menor impacto.

O impacte visual e paisagístico assume também relevância, nomeadamente, quando estejam em causa postes ou estruturas de grande altura, como nas linhas de alta e muito alta tensão, devendo ser imposta a obrigação de desactivação e desmontagem de todas as linhas que não sirvam as necessidades actuais.

Concluindo, não existem dúvidas dos fortes impactes sobre o território e sobre o meio ambiente das actividades de transporte de energia eléctrica, quer no âmbito do projecto e construção de novas linhas e subestações de transporte e distribuição de energia eléctrica, como ainda durante a manutenção e funcionamento de tais actividades, globalmente sentidos ao nível da afectação da flora, contribuição para a deposição ácida (chuva ácida), para o efeito de estufa e para a depleção de recursos naturais, a afectação da paisagem, a contaminação dos re-

cursos hídricos e a incomodidade para o exterior, variando depois esses impactos em função da actividade exercida.

2. Efeitos positivos

As actividades de transporte e de distribuição de energia eléctrica, traduzidas na prestação de serviços públicos essenciais, são de utilidade pública, pelo que, encontra-se estabelecida como finalidade última, a garantia do fornecimento ininterrupto de electricidade, ao menor custo.

O regime jurídico nacional através da consagração universal, assegura o acesso à energia eléctrica de forma não discriminatória e em condições de igualdade de tratamento, valendo aqui também os efeitos positivos anteriormente assinalados para a actividade de produção de energia eléctrica.

VI. TUTELA DO DIREITO AO AMBIENTE

No actual estado de evolução legislativa, doutrinária e mesmo jurisprudencial, é hoje incontestável a configuração no ordenamento jurídico de um interesse difuso ambiental, como situação jurídica relevante, *maxime*, como direito fundamental, nos termos do disposto no n.º 1, do artigo 66.º e por aplicação directa do artigo 17.º, ambos da Constituição.

O ambiente é em si mesmo um bem jurídico e como tal merecedor de tutela jurídica, não só em Portugal, como também noutros ordenamentos jurídicos.

O bem ambiental é um bem público-colectivo, enquanto pertença, objecto e fruição da colectividade, cuja protecção é confiada à Administração Pública e, simultaneamente, aos cidadãos através do recurso à acção popular, no âmbito da tutela dos direitos difusos.

É um bem directamente tutelado pela lei no interesse da comunidade, um bem que é objecto de tutela em si mesmo, pelo seu valor intrínseco, de cujos corolários encontramos a protecção conferida à natureza, a protecção da paisagem, a defesa do património histórico, cultural e artístico, do equilíbrio ecológico, a protecção dos parques e reservas naturais e a promoção do ordenamento do território e do aproveitamento racional dos recursos.

Segundo a doutrina, “*O ambiente pertence a uma daquelas categorias cujo conteúdo é mais fácil intuir do que definir, tal a sua riqueza de conteúdo e a dificuldade da sua classificação jurídica*”³⁸, sendo, “*um conjunto de bens naturais e culturais relacionáveis entre si e com o homem, inseridos numa compreensão sistematicamente ecológica e antropogeneticamente orientada, que exclui a sua recondução a um ambiente natural indiferente ao ambiente humano*”³⁹.

Pode ser configurado como um direito negativo, um direito à abstenção por parte do Estado e de terceiros, de acções ambientalmente nocivas, impondo proibições ou deveres de abstenção, pois “*Do que se trata é de conservar o ambiente de que cada um frui, impedindo os atentados de terceiros. Por outro lado, trata-se de um direito positivo a uma acção do Estado (nº 2), no sentido de defender o ambiente e de controlar as acções de degradação ambiental, impondo-lhe as correspondentes obrigações políticas, legislativas, administrativas e penais*”⁴⁰.

A defesa do direito ao ambiente tem sido exercida em Portugal por via da actuação das entidades públicas, no exercício das suas legais competências, mas também pelos cidadãos e pelas organizações não-governamentais de ambiente.

Excluindo as questões atinentes, no essencial, à tutela do direito de propriedade, que são dirimidas nos tribunais comuns, os litígios relacionados com o procedimento administrativo e com o acto de licenciamento das instalações produtoras ou de transporte de energia eléctrica, são da competência dos Tribunais Administrativos.

Obtendo reduzida expressão no universo dos processos instaurados nestes tribunais, versam tais litígios sobre as questões da expropriação de utilidade pública e da constituição de servidões administrativas, sobre a actividade de transporte de energia eléctrica em muito alta tensão, relacionado com a escolha do traçado da LMAT e a sua instalação, a construção de centros de incineração e de co-incineração de resíduos perigosos, a escolha da localização de barragens e de centros de produção de energia eólica, em que está em causa a defesa do meio ambiente e a protecção de zonas especiais protegidas, como os habitats e aves selvagens, afectados com a instalação de parques eólicos, a defesa da tutela do direito à paisagem, o direito à saúde, por

³⁸ Cfr. Luís Filipe COLAÇO ANTUNES, “*O Procedimento Administrativo de Avaliação de Impacto Ambiental*”, Coleção Teses, Almedina, 1998, pág. 31.

³⁹ Cfr. Gomes CANOTILHO, “*Procedimento Administrativo e Defesa do Ambiente*”, RIJ, nº 3802, pág. 9-10.

⁴⁰ Cfr. Gomes CANOTILHO e Vital MOREIRA, “*Constituição da República Portuguesa Anotada*”, Vol. I. Coimbra Editora, 2007, pág. 845-846.

decorrência dos efeitos electromagnéticos das LMAT, da qualidade de vida e do ambiente.

VII. DESAFIOS PARA O FUTURO

Os maiores desafios que se colocam para o futuro, constituem: *(i)* o crescimento da procura de energia, associado *(ii)* à contenção de custos da energia, *(iii)* a necessidade crescente de incorporação de energia produzida a partir das fontes de energia renováveis, *(iv)* tendo em vista uma utilização mais racional e eficiente dos consumos de energia, *(v)* privilegiando a implementação de soluções que reduzam o impacto ambiental sobre o ambiente e promovam a qualidade de vida das populações, no quadro da promoção do desenvolvimento sustentável.

O desafio do futuro consiste, pois, a criação de um quadro de sustentabilidade do sector energético, onde o uso intensivo de energia se compatibilize com o respeito pelo ambiente, pelo património histórico e cultural e pelos direitos e interesses legítimos das populações.

Garantir a sustentabilidade ambiental constitui um dos objectivos do milénio, a alcançar até 2015, enquanto compromisso assumido pelas nações que integram a Organização das Nações Unidas, na defesa do meio ambiente, na preservação da camada de ozono e na promoção de energia sustentável para todos, mas que vai exigir esforços muito para além dessa data, enquanto compromisso global da humanidade para, em última linha, preservar a espécie humana.

Terminando, não podemos esquecer-nos que a energia eléctrica é essencialmente um meio para a realização de um fim, o do progresso da humanidade e que qualquer trabalho, por mais simples, como este, é o resultado do consumo de energia.

O APOIO ÀS ENERGIAS RENOVÁVEIS EM PORTUGAL: UMA POLÍTICA INSUSTENTÁVEL

Cláudia Soares

Professora da Faculdade de Direito da
Universidade Católica Portuguesa

Tal como se verifica noutros países, a subsidiação dos produtores de energia a partir de fontes renováveis tem sido também a principal via seguida por Portugal para estimular o aumento da percentagem deste tipo de energia no consumo nacional. Desde o reconhecimento da necessidade de se prever um regime legal específico para a produção energética a partir de fontes renováveis, em 1988, têm sido múltiplas as formas de garantia de rendimento utilizadas pelo legislador nacional para promover a atividade em causa ao longo dos últimos 15 anos. A abordagem legislativa, tanto fruto da iniciativa nacional como resultado da exigência pela União Europeia de progressos nesta área, passou pela aprovação tanto de regimes gerais aplicáveis ao setor elétrico ou à produção de energia a partir de fontes renováveis como de legislação específica dirigida às fontes energéticas relativamente às quais o país apresenta maior potencial. Todavia, tendo em conta os objetivos a que o país se propôs na ENE 2020 e os problemas económicos com que se depara atualmente, não surpreende a cautela que tem pautado a legislação nacional neste domínio, onde se torna evidente uma preocupação com a contenção de custos. Ainda que se possa afirmar que se trata de uma estratégia reativa face às limitações financeiras do Estado, será importante sublinhar que estamos perante uma tendência coerente com as recomendações mais recentes da literatura económica, a qual apresenta as políticas de

apoio ao desenvolvimento de energias renováveis baseadas em subsídios como eficazes mas ineficientes¹.

I. A CRIAÇÃO DE UM REGIME LEGAL ESPECÍFICO PARA AS RENOVÁVEIS

O Decreto-Lei n. 189/88, de 27 de maio, é o marco de referência da atual legislação nacional de apoio às energias renováveis. Este diploma estabeleceu normas relativas à actividade de produção de energia eléctrica por pessoas singulares ou por pessoas colectivas de direito público ou privado, possibilitando o desenvolvimento da produção de eletricidade por produtores independentes, como já vinha sendo tradição no direito português, porquanto a base XXX da Lei n. 2002, de 26 de dezembro de 1944, que promulgou a eletrificação do país, previu a figura do pequeno produtor de energia eléctrica reconhecendo-a como realidade relevante e cuja especificidade justificava um regime jurídico próprio. Na mesma linha de raciocínio, o Decreto-Lei n. 502/76, de 30 de junho, que criou a Empresa Pública de Eletricidade (EDP), posteriormente alterado pelo Decreto-Lei n. 427/82, de 21 de outubro, previu a figura em causa no artigo 2º/4. O Decreto-Lei n. 20/81, de 28 de janeiro, veio incentivar a autoprodução de eletricidade, restringindo no entanto a qualidade de autoprodutor às pessoas singulares e coletivas, privadas, públicas ou cooperativas, que acessoriamente a produzissem. Este conceito veio a ser alargado com o Decreto-Lei n. 149/86, de 18 de junho, que alterou a redação de algumas das disposições do Decreto-Lei n. 20/81 de modo a reconhecer aquela qualidade também às entidades que explorassem instalações exclusivamente produtoras de energia eléctrica.

O Decreto-Lei n. 189/88, que revogou a Lei n. 21/82, de 28 de julho, e o Decreto-Lei n. 20/81, de 28 de janeiro, com a redação dada pelo Decreto-Lei n. 149/86, criou um regime especial para a figura do pequeno produtor de energia eléctrica, alterando o artigo 4º(a) da Lei n. 46/77, de 8 de julho (lei entretanto revogada pelo artigo 5º da Lei n. 88-A/97, de 25 de julho), que vedava a empresas privadas e outras entidades da mesma natureza a produção, transporte e distribuição da energia eléctrica para consumo público. O diploma de 1988 estabeleceu as condições relativas ao exercício da actividade de produção de energia eléctrica, dentro de determinados limites de potência instalada,

¹ Entre outros, leia-se FRONDEL *et aliter*, 2010, *Economic impacts from the promotion of renewable energy technologies: The German experience*, Energy Policy, 38, pp. 4048-4056.

por qualquer entidade que utilizasse recursos renováveis ou instalasse sistemas de produção combinada de calor e electricidade, prosseguindo uma política de diminuição da dependência externa do país em energia primária, visando, por um lado, promover o aproveitamento dos recursos endógenos, nomeadamente as energias renováveis, os combustíveis nacionais e os resíduos industriais, agrícolas ou urbanos e incentivando, por outro lado, o uso do processo de cogeração em instalações cuja actividade principal não fosse a produção de electricidade, atendendo ao seu contributo para uma utilização mais eficiente da energia.

O tratamento introduzido pelo diploma em causa para os pequenos produtores caracterizou-se por uma extensão tão plena quanto possível às pessoas singulares ou coletivas, de direito público ou privado, independentemente da forma jurídica que assumissem, que cumprindo as normas técnicas de segurança, se dedicassem à atividade de produção de electricidade, do regime jurídico aplicável ao Estado e setor público empresarial, nomeadamente em matéria de expropriações por utilidade pública, cedência de bens do domínio privado da administração central ou das autarquias locais, utilização de bens do domínio público e realização de obras hidroelétricas. Se o produtor vendesse a energia produzida através de rede própria, as condições de venda, nomeadamente em matéria de preços e tratamento fiscal, seriam as legalmente definidas para a entidade que explorava a rede pública da área geográfica onde se situava a distribuição de energia em causa.

Seriam, todavia, elegíveis para a aplicação do conceito de pequeno produtor previsto no Decreto-Lei n. 189/88 apenas os estabelecimentos industriais de produção de electricidade que, utilizando recursos renováveis, combustíveis nacionais ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos, no seu conjunto, não ultrapassassem a potência aparente instalada de 10.000 kVA ou se tratassem de instalações de co-geração, caso em que não lhe seria aplicável um limite de potência (artigo 1º do Decreto-Lei n. 189/88). Em 1995, o limite em causa veio a ser removido, com excepção dos aproveitamentos hidroelétricos, que continuaram limitados a 10 MVA de potência aparente instalada (artigo 1º/2 do Decreto-Lei n. 313/95).

Com a aprovação, em julho de 1995, do conjunto de diplomas que deram um novo enquadramento jurídico ao Sistema Eléctrico Nacional, cujas bases de organização foram estabelecidas pelo Decreto-Lei n. 182/95, de 27 de julho, a produção combinada de calor e elec-

tricidade passou a reger-se por um regime autónomo, o do Decreto-Lei n. 186/95, de 27 de julho. Afirmando-se a existência de um universo de situações diversas e de características peculiares no sector da produção energética na sequência do desenvolvimento ocorrido na utilização do processo de cogeração, decidiu-se separar legislativamente as formas de produção de energia eléctrica cobertas pelo Decreto-Lei n. 189/88, de 27 de maio, passando o Decreto-Lei n. 186/95 a aplicar-se exclusivamente à produção de energia em instalações de cogeração². Este último diploma procedeu à conformação do conceito legal de cogeração e à adopção de disposições legais especificamente aplicáveis a este processo de produção de energia, estabelecendo regras quantitativas para a definição do conceito de cogeração, baseadas na verificação de um rendimento térmico ajustado aos objectivos da política energética nacional. Adicionalmente, foi consagrada, em resultado das características específicas do processo de cogeração, a figura de «gestão conjunta de energia», valorizando as condições do aproveitamento simultâneo da energia eléctrica e da energia térmica.

Embora o Decreto-Lei n. 189/88, de 27 de maio, já regulasse a actividade de produção independente de energia mediante a utilização de combustíveis fósseis, recursos renováveis ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos, o tratamento jurídico específico da produção descentralizada de energia eléctrica em baixa tensão por pequenos produtores particulares, cujo contributo não pode ser descurado numa perspectiva de optimização dos recursos energéticos, foi espoletado pelo surgimento novas tecnologias para o efeito.

1. A produção para autoconsumo

Em 2002, na sequência da constatação de uma nova realidade, nomeadamente a figura dos produtores-consumidores em baixa tensão, os quais utilizavam, entre outros equipamentos, geradores síncronos, geradores assíncronos e painéis fotovoltaicos para produzir energia eléctrica de forma autónoma, na justa medida das suas necessida-

² Este regime foi revogado pelo Decreto-Lei n. 538/99, de 13 de dezembro, depois alterado pelo Decreto-Lei n. 313/2001, de 10 de dezembro. Em maio de 2013 a atividade de cogeração rege-se pelo Decreto-Lei n. 23/2010, de 25 de março, que revogou o Decreto-Lei n. 538/99 e transpôs a Directiva n. 2004/8/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de fevereiro, com as alterações introduzidas pela Lei n. 19/2010, de 23 de agosto.

des, e dos objetivos de política energética previstos no Programa E4³, surgiu o Decreto-Lei n. 68/2002, de 25 de março ('regime da pequena produção para autoconsumo). Este diploma visou adaptar a legislação para acolhimento de novas soluções de produção de energia descentralizada e inovação tecnológica, dando-se, assim, espaço ao surgimento, integrado no SEI, da figura de produtor-consumidor de energia eléctrica em baixa tensão (ou do produtor em autoconsumo, com potência entregue à rede não superior a 150kW). Embora este diploma visasse regular a atividade de produção de energia eléctrica em baixa tensão destinada predominantemente a consumo próprio, o mesmo não prejudicava a possibilidade de as entidades abrangidas (pessoas singulares ou colectivas, patrimónios autónomos e outras entidades, mesmo que destituídas, de personalidade jurídica, de direito público ou de direito privado) manterem a sua ligação à rede pública de distribuição de energia eléctrica, na tripla perspectiva de autoconsumo, de fornecimento a terceiros e de entrega de excedentes à rede. Entendeu-se por autoconsumo de energia eléctrica ou de energia eléctrica e térmica a actividade de produção em que pelo menos 50% da energia eléctrica produzida fosse destinada a consumo próprio ou de terceiros, para fins domésticos, comerciais, industriais ou de prestação de serviços.

Este enquadramento legal veio introduzir um sistema remuneratório aplicável à entrega de excedentes à rede pública com um nível incentivador do envolvimento dos agentes económicos na concretização de instalações previstas no diploma, proporcionando uma suficiente estabilidade às receitas que o produtor-consumidor iria auferir ao longo do período normal de recuperação do investimento na instalação de produção e permitindo que houvesse uma partilha de benefícios entre o mesmo e o operador da rede eléctrica pública. O artigo 7º/2 do referido decreto-lei previu que o tarifário atendesse designadamente aos custos evitados pelo SEP com o recebimento da energia eléctrica do produtor-consumidor e aos benefícios de natureza ambiental resultantes da maior eficiência da instalação de produção na utilização de energia primária.

³ O Programa E4 - Eficiência Energética e Energias Renováveis, aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n. 154/2001, de 19 de outubro, fixou um conjunto de objectivos de política energética, visando potenciar o aproveitamento de recursos endógenos, aumentar a eficiência energética e modernizar tecnologicamente o sistema energético nacional.

2. A microprodução

Em 2007, verificando-se que o número de sistemas de micro-geração de electricidade licenciados e a funcionar ao abrigo do enquadramento legal de 2002 não tinha atingido uma expressão significativa, o Decreto-Lei n. 363/2007, de 2 de novembro, aprovou um regime simplificado aplicável à microprodução de electricidade (‘renováveis na hora’), conforme previsto no Programa de Simplificação Administrativa e Legislativa SIMPLEX 2007, dando expressão a duas das medidas respeitantes às linhas de orientação política sobre renováveis e eficiência energética contempladas na Resolução do Conselho de Ministros n. 169/2005, de 24 de outubro, que aprovou a Estratégia Nacional para a Energia.

O Decreto-Lei n. 312/2001, de 10 de dezembro, que estabeleceu as disposições aplicáveis à gestão da capacidade de recepção de electricidade nas redes do Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP), por forma a permitir a recepção e a entrega de electricidade proveniente de novos centros electroprodutores do Sistema Eléctrico Independente (SEI), era aplicável a todos os centros electroprodutores, independentemente da sua potência nominal ou localização geográfica, conduzindo a uma excessiva centralização administrativa dos processos de licenciamento de micro ou pequena dimensão. Assim sendo, o Decreto-Lei n. 363/2007 veio simplificar significativamente o regime de licenciamento existente, substituindo-o por um regime de simples registo, sujeito a inspecção de conformidade técnica. A entrega e a análise de projecto foram substituídas pela criação de uma base de dados de elementos-tipo preexistente que o produtor deveria respeitar, encurtando-se um procedimento com duração de vários meses a um simples registo electrónico. Foi então criado o Sistema de Registo da Microprodução (SRM), que constitui uma plataforma electrónica de interacção com os produtores, no qual todo o relacionamento com a Administração, necessário para exercer a actividade de microprodutor, poderia ser realizado.

No Decreto-Lei n. 363/2007 foi ainda previsto um regime simplificado de facturação e de relacionamento comercial, evitando-se a emissão de facturas e acertos de IVA pelos particulares, que, para esse efeito, foram substituídos pelos comercializadores. Segundo este regime, o microprodutor passou a receber ou pagar através de uma única transacção, pelo valor líquido dos recebimentos relativos à electricidade

produzida e dos pagamentos relativos à electricidade consumida.

O mesmo decreto-lei criou também dois regimes de remuneração: o regime geral e o bonificado. O primeiro para a generalidade das instalações e o segundo apenas aplicável às fontes renováveis de energia, cujo acesso foi condicionado à existência no local de consumo de colectores solares térmicos, no caso de produtores individuais, e da realização de auditoria energética e respectivas medidas, no caso de condomínios. O incentivo associado à venda de electricidade foi, assim, utilizado para promover a água quente solar, complementando o Decreto-Lei n. 80/2006, de 21 de abril, que estabeleceu a obrigatoriedade de instalação destes sistemas nos novos edifícios.

Em 2010, o Decreto-Lei n. 118-A/2010, de 25 de outubro, veio rever o regime jurídico da microprodução previsto no Decreto-Lei n. 363/2007. O programa da microprodução, iniciado em 2007, tinha já então tido um sucesso significativo, passados que eram pouco mais de dois anos de aplicação do sistema, com mais de 5400 unidades de microprodução instaladas, correspondentes a cerca de 19 MW de potência instalada. Visava-se permitir produzir mais electricidade em baixa tensão, de forma mais simples, mais transparente e em condições mais favoráveis. O novo regime aumentou a quantidade de electricidade que podia ser produzida no âmbito do programa de microprodução. A potência atribuída passou para 25 MW por ano (com efeitos já em 2010). Tornou-se também obrigatória para a generalidade dos comercializadores que fornecessem electricidade a compra da electricidade microgerada.

Por outro lado, foram criados mecanismos para garantir o acesso à microprodução, com base em critérios de interesse público, a entidades que prestassem serviços de carácter social, nomeadamente estabelecimentos na área da saúde, educação, solidariedade e protecção social, bem como na área da defesa e segurança e outros serviços do Estado ou das autarquias locais.

Uma outra alteração disse respeito aos procedimentos relacionados com o registo da produção em regime de microprodução, que passaram a ser mais simples. Qualquer particular que quisesse produzir energia neste regime passaria a poder fazê-lo através de um registo aberto que só deixaria de estar disponível quando fosse atingida a potência máxima destinada para o ano em causa. Os registos passaram a ser ordenados por ordem de chegada, permitindo aos interessados ter

maior previsibilidade quanto à data em que poderiam proceder à instalação da microprodução.

O regime bonificado de venda de electricidade, que apenas era acessível mediante o cumprimento de determinadas condições, foi ajustado para se tornar mais adequado aos custos dos equipamentos associados às unidades de microprodução. Estabeleceu-se ainda que o regime bonificado ficava também associado à implementação de medidas de eficiência energética, na medida em que se exigiu que o local de consumo dispusesse de colectores solares térmicos, caldeiras de biomassa ou, no caso dos condomínios, a obrigatoriedade de medidas de eficiência energética identificadas em auditoria.

Finalmente, para promover e incentivar a investigação científica nesta área, criou-se um regime para que os laboratórios do Estado e de outras entidades públicas pudessem investigar, desenvolver, testar e aperfeiçoar novas tecnologias de produção de electricidade.

3. A miniprodução

Em 2011, no desenvolvimento da ENE 2020 e da Resolução do Conselho de Ministros n. 54/2010, de 4 de agosto, que veio determinar a elaboração do regime jurídico do acesso à actividade de miniprodução e estabeleceu as linhas gerais de orientação para o novo regime, surgiu o Decreto-Lei n. 34/2011, de 8 de março. Este diploma criou a figura do miniprodutor e revogou o regime da produção com autoconsumo, previsto no Decreto-Lei n. 68/2002, de 25 de março, que não teve a aceitação esperada, sendo então muito poucas as unidades por ele actualmente regidas, salvaguardou-se, no entanto, a continuação da aplicação do referido regime às instalações à data por ele regidas.

O regime da miniprodução, que deveria complementar o regime da microprodução, para além de permitir ao produtor consumir a electricidade produzida pela sua instalação, permitia-lhe vender a totalidade dessa electricidade à rede eléctrica de serviço público (RESP) com tarifa bonificada, num dos regimes previstos no Decreto-Lei n. 34/2011. Por unidade de miniprodução de electricidade foi entendida a instalação que produzisse electricidade a partir de recursos renováveis baseada numa só tecnologia de produção cuja potência máxima atribuível para ligação à rede fosse de 250 kW. As unidades nestas condições

passaram a beneficiar da garantia de entregar, de forma remunerada, a electricidade produzida à RESP.

Em segundo lugar, no que respeita às condições para o acesso ao exercício da actividade de miniprodução, o Decreto-Lei n. 34/2011 previu que pudesse exercer a actividade quem detivesse um contrato de fornecimento de electricidade com consumos relevantes na sua instalação de consumo e instalasse a unidade de miniprodução no mesmo local servido por esta. Isto é, exigiu -se que, para que se pudesse beneficiar do regime da miniprodução, a instalação em causa detivesse já um contrato com um comercializador e consumo relevante de electricidade. Estabeleceu-se ainda que a miniprodução (produção e injeção na RESP) não poderia exceder 50% da potência contratada para consumo com o comercializador. Estava previsto que entidades terceiras (como, por exemplo, empresas de serviços energéticos), quando autorizadas pelo titular da instalação de consumo, pudessem instalar uma unidade de miniprodução naquele local, mediante contrato celebrado entre o titular da instalação de consumo e o terceiro interessado.

Em terceiro lugar, o acesso à actividade de miniprodução ficou dependente de registo na plataforma electrónica ‘Sistema de Registo da Miniprodução’ (SRMini), gerida pela Direcção -Geral de Energia e Geologia (DGEG), e a entrada em exploração da unidade registada e a sua ligação à rede ficou sujeita à obtenção de certificado de exploração. Qualquer empresa interessada na miniprodução deveria efectuar o registo, ao qual se seguiria a instalação dos equipamentos necessários à miniprodução e a sua inspecção por parte da DGEG, para verificação do cumprimento de requisitos de segurança, entre outros.

Em quarto lugar, definiu-se o regime remuneratório da electricidade produzida em instalações de miniprodução, tendo o produtor acesso a dois regimes remuneratórios à sua escolha: (i) o regime geral, aplicável a todos os que tivessem acedido à actividade de miniprodução e não se enquadrassem no regime bonificado, e (ii) o regime bonificado. No regime geral, a electricidade produzida era remunerada segundo as condições de mercado, nos termos vigentes para a produção em regime ordinário, não existindo, por isso, qualquer tarifa de referência administrativamente fixada. O acesso ao regime bonificado dependia do preenchimento de determinados requisitos. Quando estivessem em causa potências superiores a 20 kW, a selecção dos registos e fixação da tarifa bonificada aplicável dependia de mecanismos concorrenciais.

Isto é, tendo por base uma tarifa de referência de € 250 MW/h, eram seleccionadas as entidades que oferecessem o melhor desconto à tarifa, sendo que os diversos pedidos de registo recebidos eram ordenados em função desse desconto. Nos casos em que a potência de ligação fosse inferior a 20kW, os pedidos eram ordenados por ordem de chegada. A quota de potência a alocar anualmente no âmbito do regime bonificado seria de 50 MW, devendo a sua atribuição ser escalonada ao longo do ano, de acordo com a programação a estabelecer pela DGEG. O ingresso no regime bonificado dependeria ainda de prévia comprovação, pelo produtor, da realização de auditoria energética e implementação das medidas de eficiência energética identificadas nessa auditoria. Previu-se que seria objecto de acções de fiscalização anual, pelo menos, 1% do parque de instalações de miniprodução registadas, para verificar a sua conformidade com o regime então aprovado.

II. A POLÍTICA NACIONAL DE SUBSÍDIAÇÃO

1. A garantia de rendimento

No Decreto-Lei n. 189/88 o estímulo à produção foi conferido por três vias, nomeadamente mediante (i) a regulação da tarifa de venda em termos mais favoráveis do que aqueles que vigoravam para os clientes consumidores da rede recetora (artigo 22º), (ii) a concessão pelo Estado ao produtor da garantia de um determinado volume de receita durante os primeiros 8 anos do prazo de amortização do investimento (artigo 23º) e (iii) a qualificação da atividade de produção de energia nos termos do referido diploma como de relevante interesse nacional e como setor prioritário para todos os efeitos previstos na lei sobre investimento estrangeiro e transferência de tecnologia (artigo 25º). A faturação da energia fornecida pelo produtor seria feita mensalmente por este, segundo a tarifa praticada para os consumidores da rede recetora correspondente ao nível de tensão imediatamente superior àquele a que era feita a interligação produtor-entidade recetora. A fatura total de energia fornecida pelo produtor era acrescida de um adicional, que constituía um encargo do Estado, igual ao eventual subsídio de fuelóleo atribuído às centrais que alimentavam a rede pública. Para o efeito, admitia-se que cada quilowatt-hora correspondia a 300g de fuelóleo utilizado nas centrais térmicas. A garantia de receita conferida pelo Es-

tado ao produtor traduzia-se no direito a receber pela energia fornecida um valor igual ao que resultava da aplicação das taxas de potência e de energia iguais a 90% das taxas que vigorassem no dia da efetivação do contrato entre o produtor e a entidade recetora da energia. Se o valor faturado num mês a esta última entidade fosse menor do que a receita garantida, o produtor receberia do Estado no mês seguinte a diferença entre a receita garantida e o valor faturado.

Seguidamente, e com o objectivo de adequar as disposições do Decreto-Lei n. 189/88 ao novo enquadramento introduzido pelo Decreto-Lei n. 182/95, foi aprovado o Decreto-Lei n. 313/95, de 24 de novembro. Este diploma veio suprimir os limites de potência instalada estabelecidos no Decreto-Lei n. 189/88, com excepção dos aproveitamentos hidroelétricos, relativamente aos quais a atribuição da classificação de ‘pequeno produtor’ continuou dependente do respeito pelos limites (artigo 1º/2 do Decreto-Lei n. 313/95). Contudo, o regime de incentivo à produção, que continuou a incluir os três tipos de medidas previstos no Decreto-Lei n. 189/88, embora em termos revistos no que respeita ao cálculo da tarifa e à garantia de rendimento concedida pelo Estado aos produtores, foi dividido em dois subregimes, sendo mais favoráveis as regras aplicáveis aos produtores com potência aparente instalada até 10 MVA.

Em 1995, a faturação da energia fornecida pela instalação produtora à rede pública passou a ser separada em duas fracções para as potências de ligação superiores a 10 MVA nos meses em que o fornecimento correspondesse a potências mensais faturadas que ultrapassassem 10 MVA. Os primeiros 10 MVA eram valorizados segundo novos critérios fixados no Decreto-Lei n. 313/95, sendo os fornecimentos suplementares valorizados, durante 15 anos, pelo critério dos custos evitados totais, sendo estes últimos propostos direta ou indiretamente (através de uma fórmula de cálculo) pela entidade de planeamento do sistema eletroprodutor e homologados pelo Diretor-Geral de Energia. No que respeita à garantia do tarifário de venda de eletricidade, para os fornecimentos que correspondessem a potências mensais faturadas não superiores a 10 MVA, o Estado garantia ao produtor durante o período de retorno do investimento ou durante os 8 primeiros anos de exploração da instalação produtora, se o período de investimento fosse superior, uma receita igual a 90% da receita que seria obtida pela aplicação dos preços em vigor no ano

da entrada em exploração da instalação, devidamente corrigido pelo índice de preços no consumidor total (excepto habitação) publicado pelo Instituto Nacional de Estatística. O período de retorno do investimento era previamente definido, devendo ser calculado tendo em conta todos os proveitos e custos auferidos, suportados ou evitados pela instalação produtora, excluindo os encargos financeiros, nos termos de estudo económico a apresentar aquando da instrução do respetivo processo de autorização.

Com base no argumento de que o contributo ambiental das instalações abrangidas pela legislação em presença era permanente, o Decreto-Lei n. 339-C/2001, de 29 de dezembro, removeu a limitação temporal previamente em vigor para a garantia de rendimento (Ponto 18 do Anexo II do Decreto-Lei n. 189/88 na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n. 168/99).

Todavia, o mesmo Decreto-Lei n. 339-C/2001, mediante a estipulação do pagamento de uma renda devida pelas empresas detentoras de centrais eólicas aos municípios onde as mesmas se encontrassem implantadas, reduziu o rendimento dessas centrais, operando uma transferência para os municípios de parte do aumento de rendimento proporcionado aos produtores em causa. A alteração legislativa então aprovada constituiu uma tentativa de reflectir uma repartição dos benefícios globais que eram inerentes a essas centrais a nível nacional e local. Passou assim a ser devida aos municípios, pelas empresas detentoras das licenças de exploração de parques eólicos, uma renda de 2,5% sobre o pagamento mensal feito pela entidade receptora da energia eléctrica produzida em cada instalação.

Estipulou-se que quando as instalações licenciadas estavam instaladas em mais de um município a renda em causa seria repartida proporcionalmente à potência instalada em cada município. Nos casos em que as empresas detentoras das licenças de exploração tinham celebrado quaisquer acordos ou contratos com as autarquias locais em cuja área estavam implantadas, a título de compensação pela respectiva exploração, deveria manter-se a situação contratualizada, se esse pagamento fosse previsionalmente igual ou superior à renda definida no Decreto-Lei n. 339-C/2001 durante o período de vigência da licença de exploração da central, podendo a autarquia optar pelo valor fixado por lei se este fosse previsionalmente superior ao valor contratualizado durante o mesmo período.

2. As tarifas verdes e a garantia de aquisição

O Decreto-Lei n. 168/99, de 18 de maio de 1999, traduz-se numa revisão do Decreto-Lei n. 189/88, de 27 de maio, com a redacção que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n. 313/95, de 24 de novembro. Por um lado, procedeu-se então à reorganização do processo de regulamentação, concentrando no diploma em causa as disposições gerais, o estabelecimento de princípios e a definição de direitos e deveres aplicáveis à produção de eletricidade a partir de recursos renováveis e à alteração dos mecanismos conducentes à definição dos pontos de interligação das instalações de produção, por forma a assegurar uma maior transparência dos procedimentos e a garantir uma mais completa equidade de tratamento dos diversos promotores, ao mesmo tempo que foram limitadas as situações em que, havendo, em carteira, projectos que tornavam indisponíveis certos pontos de interligação, não existissem condições para concretizar, de imediato, a construção das respectivas instalações. Por outro lado, realizou-se uma completa alteração do tarifário aplicável à venda de energia eléctrica produzida a partir de recursos renováveis, estabelecendo-se os princípios necessários à internalização dos benefícios ambientais proporcionados por essas instalações, permitindo a implementação de tarifas habitualmente designadas por tarifas verdes. O tarifário de venda da energia produzida pelo centro produtor à rede pública passou então a basear-se num somatório de parcelas que contemplavam (i) os custos evitados pelo Sistema Eléctrico Público com a entrada em serviço e funcionamento do centro electroprodutor, incluindo o investimento evitado em novos centros de produção e os custos de transporte, operação e manutenção, incluindo a aquisição de matéria-prima; e (ii) os benefícios de natureza ambiental proporcionados pelo uso dos recursos endógenos utilizados no centro produtor.

No que concerne ao período de vigência das modalidades desse tarifário, o montante de remuneração mais favorável das centrais renováveis seria aplicável durante os primeiros 144 meses de exploração da central renovável. Após esse período, e até ao fim do período de vigência do licenciamento concedido, as centrais renováveis seriam remuneradas, pelo fornecimento da energia entregue à rede segundo uma outra fórmula. Após o prazo inicial de licenciamento de uma central renovável, no caso de a central continuar em exploração por prorrogação daquele prazo, a energia que a central fornecesse à rede pública

seria paga pelo sistema de remuneração que se encontrar em vigor para as instalações do Sistema Eléctrico Público licenciadas ao abrigo do Decreto-Lei n. 183/95, de 27 de julho.

Este tarifário começou a produzir efeitos a partir do dia 1 de março de 1999. Note-se que as centrais já licenciadas ao abrigo do Decreto-Lei n. 189/88, de 27 de maio, que desejassem aceder às disposições contidas no decreto-lei de 1999 puderam fazê-lo, devendo, para tanto, informar a Direcção-Geral da Energia (DGE) dessa pretensão, no prazo de 90 dias contados a partir da data de entrada em vigor do Decreto-Lei n. 168/99. Para as centrais renováveis que realizaram essa opção, a contagem dos prazos de garantia de rendimento (mediante a aplicação de um tarifário mais favorável) iniciou-se com a data de entrada em exploração.

O Decreto-Lei n. 168/99 criou ainda um incentivo à produção de electricidade a partir de renováveis expresso numa garantia de aquisição, passando os produtores de energia eléctrica abrangidos no âmbito do referido diploma a gozar de uma obrigação de compra, pela rede pública, da energia produzida durante o prazo de vigência das licenças aí previstas.

3. A diferenciação dos apoios em função da tecnologia e do regime de exploração

O regime aplicável à actividade de produção de energia eléctrica, no âmbito do sistema eléctrico independente, previsto no Decreto-Lei n. 168/99, de 18 de maio, que introduziu alterações ao Decreto-Lei n. 189/88, de 27 de maio, veio a ser alterado pelo Decreto-Lei n. 339-C/2001, de 29 de dezembro. Este último diploma veio estabelecer uma remuneração diferenciada por tecnologia e regime de exploração, atribuindo destaque às tecnologias que, embora emergentes, como a energia das ondas e a energia solar fotovoltaica, foram consideradas como de elevado potencial a médio prazo. A fórmula de cálculo da remuneração da electricidade produzida por centrais renováveis passou a conter um coeficiente adimensional que traduzia as características específicas do recurso endógeno e da tecnologia utilizada na instalação licenciada. Esse coeficiente assumia valores diferentes em função do número de horas de funcionamento nas centrais eólicas, numa tentativa de atender a economias de escala geradas na produção, sendo redu-

zido para os excedentes de energia produzidos em períodos posteriores de funcionamento da central (num espectro com cinco níveis que ia de 1.70 para a energia produzida nas primeiras 2000 horas até 0.40 para a energia produzida acima das 2600 horas). Nas centrais de energia solar fotovoltaica, a diferenciação foi feita com base na potência das instalações, sendo o maior estímulo reservado para as centrais de menor dimensão (o coeficiente foi fixado em 6.55 para as instalações com potência superior a 5kW e em 12 para as instalações com potência inferior a 5kW). No caso de centrais utilizadoras de energia das ondas e de energia solar fotovoltaica, o coeficiente apenas teve aplicação para centrais com um limite de potência instalada, i.e. 20 MW e 50 MW, respetivamente.

As centrais renováveis já licenciadas ao abrigo do Decreto-Lei n. 189/88, de 27 de maio, que optassem por aceder às disposições previstas no diploma de 2001 passaram a ser remuneradas pelas fórmulas aí contidas. Contudo a nova fórmula de remuneração apenas se começou a aplicar às centrais eólicas a partir de 1 de janeiro de 2002.

Na sequência da Resolução do Conselho de Ministros n. 169/2005, de 24 de outubro, que definiu a estratégia nacional para a energia, no âmbito da qual se contava a criação de um quadro legislativo estável e transparente para o sector, bem como a avaliação dos critérios de remuneração da electricidade produzida tendo em conta as especificidades tecnológicas e critérios ambientais, a valorização da biomassa florestal e a agilização dos mecanismos de licenciamento, eliminando todos os obstáculos burocráticos reputados como desnecessários, foi aprovado o Decreto-Lei n. 225/2007, de 31 de maio.

Ao nível dos critérios de remuneração de electricidade, as centrais de biogás encontravam-se entre as tecnologias renováveis às quais foi atribuído, pelo Decreto-Lei n. 33-A/2005, de 16 de fevereiro, um coeficiente Z^4 , o que permitiu remunerar diferenciadamente a sua produção de energia eléctrica. No entanto, como só foi considerada a vertente de gás de aterro, ficaram de fora outras tecnologias baseadas na produção de energia eléctrica a partir do biogás, contemplando aproveitamentos deste gás considerados em 2007 pelo legislador “mais nobres e interessantes”, em particular (i) a produção de biogás proveniente do tratamento biológico de efluentes, agro-pecuários ou

⁴ O coeficiente Z define a remuneração das centrais de produção de energia em regime especial e foi previsto na sublinha i) da alínea d) do n.º 18 do anexo II do Decreto-Lei n. 189/88, de 27 de maio.

agro-industriais, (ii) a produção de biogás proveniente do tratamento biológico da fracção orgânica dos resíduos sólidos urbanos (RSU), obtida por recolha selectiva ou proveniente da recolha indiferenciada sujeita a tratamento mecânico e biológico, e (iii) a produção de biogás proveniente do tratamento biológico das lamas das estações de tratamento das águas residuais (ETAR).

Foi então considerado necessário rever no Decreto-Lei n. 225/2007, de 31 de maio, os critérios de remuneração ao nível do biogás e valorização energética de resíduos sólidos urbanos, tendo em consideração a efectiva componente renovável em cada tecnologia e dando prioridade àquelas tecnologias que contribuíssem para a implementação de uma estratégia nacional de redução de resíduos urbanos biodegradáveis destinados a aterros, dando apoio ao esforço de redução do depósito de matéria orgânica nesses locais, cujas metas e calendarização constavam já do Decreto-Lei n. 152/2002, de 23 de maio, que transpôs a Directiva n. 1999/31/CE, de 26 de abril, relativa à deposição de resíduos em aterros.

Para os projetos até um limite de potência instalada a nível nacional de 150 MW, o Decreto-Lei n. 225/2007, procedeu ainda à diferenciação entre a incineração de resíduos sólidos urbanos em bruto (“indiferenciados”) e a incineração destes resíduos na forma de combustíveis derivados de resíduos, isto é, quando dos mesmos tivessem sido extraídas, por tratamento mecânico e biológico ou equivalente, as fracções recicláveis ou susceptíveis de outras formas mais nobres de valorização energética, na vertente da queima. Estas vertentes e prioridades estavam em consonância com o Plano Estratégico para os Resíduos Sólidos Urbanos 2007-2016 (PERSU II), aprovado pela Portaria n. 187/2007, de 12 de fevereiro.

No mesmo Decreto-Lei n. 225/2007 foi também conferida especial importância à microgeração, sendo criada uma tarifa específica para centrais fotovoltaicas de microgeração, quando instaladas em edifícios de natureza residencial, comercial, de serviços ou industrial, até ao limite de uma potência instalada, a nível nacional, de 50 MW, distinguindo-se entre as centrais com uma potência inferior ou igual a 5 kW e centrais com uma potência superior a 5 kW e inferior ou igual a 150 kW, onde o coeficiente Z foi fixado num valor relativamente inferior, respetivamente 55 e 40.

Na perspectiva do Plano Tecnológico aprovado pela Resolução

do Conselho de Ministros n. 190/2005, de 16 de dezembro, tentou então promover-se uma maior clarificação do enquadramento remuneratório de alguns vectores importantes de inovação, repondo a tarifa prevista no Decreto-Lei n. 339-C/2001, de 29 de dezembro, para a energia das ondas, à qual o Decreto-Lei n. 33-A/2005 tinha deixado de fazer referência, e introduzindo o solar termoeléctrico como uma opção tecnológica dentro das metas previstas para a energia solar.

Pela particular importância de que se reveste a gestão da biomassa florestal na política nacional de prevenção de incêndios, a valorização deste recurso foi prevista entre as medidas aprovadas pelo Decreto-Lei n. 225/2007, procedendo-se ao alargamento das metas estabelecidas de 150 MW para 250 MW com vista ao lançamento dos concursos para a criação de uma rede de centrais de biomassa, sem que no entanto se tenha procedido à alteração do coeficiente Z quer para as centrais de biomassa florestal residual quer para as de biomassa animal, mantendo-se os valores fixados pelo Decreto-Lei n. 33-A/2005.

Através da instalação limitada de novos aerogeradores, designada por sobreequipamento, destinados a aumentar a potência instalada em centrais eólicas é possível incrementar a respectiva capacidade instalada, com menores impactes sobre o ambiente e o território do que os que são causados pela instalação de novas centrais eólicas, ao mesmo tempo que se racionaliza a utilização das infra-estruturas existentes da Rede Eléctrica de Serviço Público. Por estas razões, o sobreequipamento das centrais eólicas licenciadas ou em licenciamento foi também uma via de desenvolvimento da energia eólica que o Decreto-Lei n. 225/2007 viabilizou. Foi então previsto que as centrais eólicas licenciadas ou em licenciamento pudessem aumentar a potência instalada até 20% da potência de injeção atribuída e optar, nos casos de sobreequipamentos já concedidos, pelo regime então previsto, mediante autorização da Direcção-Geral de Geologia e Energia. No caso dos sobreequipamentos em causa, mantinha-se a potência de injeção licenciada anteriormente, mas o respectivo operador da rede poderia decidir não aplicar o equipamento para corte de ultrapassagem do limite de potência injectável mediante contrapartida de não pagamento da electricidade produzida acima da potência de injeção autorizada. No que respeita à potência de sobreequipamento autorizada nos termos do Decreto-Lei n. 225/2007, esta corresponderia a um aumento equivalente na potência declarada para efeitos da facturação ao abrigo do re-

gime de remuneração anterior ao Decreto-Lei n. 33-A/2005, de 16 de fevereiro 2005. Já com uma preocupação de contenção de custos (tidos em conta na tarifa através dos custos de interesse económico geral), foi previsto que a autorização concedida seria realizada mediante contrapartida de redução na tarifa aplicável à totalidade da central eólica a realizar nos seguintes termos: (i) uma redução de 0,3% por cada aumento autorizado de 1% na capacidade instalada relativamente à capacidade de injeção, aplicável às centrais que tivessem iniciado a exploração até à entrada em vigor do Decreto-Lei n. 225/2007; e (ii) uma redução de 0,4% por cada aumento autorizado de 1% na capacidade instalada relativamente à capacidade de injeção, nos restantes casos. Com vista a reduzir as assimetrias entre os regimes de remuneração aplicáveis às centrais eólicas a construir após 2008, foi assim estabelecido um limite temporal às prorrogações do regime de remuneração anterior. Com esta medida esperava-se incentivar igualmente uma maior celeridade na construção das centrais com base em energias renováveis durante o período de cumprimento do Protocolo de Quioto.

Em 2010, tendo em mente a concretização do objetivo de assegurar a duplicação da capacidade de produção de energia eléctrica no horizonte de 2020, com 60% da produção de energia eléctrica a ser feita a partir de fontes renováveis, foi revisto o Decreto-Lei n. 225/2007. A alteração legislativa então operada através do Decreto-Lei n. 51/2010, de 20 de maio, visou a simplificação do procedimento para a instalação desse sobreequipamento atendendo aos benefícios sociais que lhe estão associados, de modo a tornar mais atractiva a realização de investimentos tendentes a aumentar a capacidade instalada das centrais eólicas, sem acréscimo de potência de injeção na RESP.

III. A PREOCUPAÇÃO COM O CONTROLO DOS CUSTOS

Com o objetivo de, pela primeira vez, adequar a estratégia de promoção da produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis à necessidade de reduzir os custos com a sua prossecução, foi aprovado o Decreto-Lei n. 33-A/2005, de 16 de fevereiro, que alterou o Decreto-Lei n. 189/88, de 27 de maio, revendo os factores para cálculo do valor da remuneração pelo fornecimento da energia produzida em centrais renováveis entregue à rede do Sistema Eléctrico

Português (SEP) e definindo procedimentos para atribuição de potência disponível na mesma rede e prazos para obtenção da licença de estabelecimento para centrais renováveis. Adotaram-se então também critérios para permitir a escolha dos projectos mais atraentes para a prossecução da política económica e energética nacional, com base no seu mérito e não apenas na prioridade da sua apresentação.

Foi assim atualizada a remuneração da energia elétrica renovável produzida pelas novas instalações e estabelecida, tanto para estas como para as instalações existentes, a aplicabilidade da remuneração garantida durante um prazo considerado suficiente para a recuperação dos investimentos realizados e para a obtenção de um retorno económico mínimo. A partir do termo dos referidos períodos de remuneração garantida, a eletricidade produzida e entregue à rede passaria a ser remunerada pelos preços de mercado e pelas receitas obtidas pela venda de certificados verdes mencionados no preâmbulo da Diretiva n. 2001/77/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de setembro, entretanto revogada pela Diretiva n. 2009/28/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril.

Relativamente às instalações que não fossem Pequenas Centrais Hídricas (PCH) existentes à data da entrada em vigor do Decreto-Lei n. 33-A/2005, este diploma estabeleceu que, se aquando do termo dos correspondentes períodos de remuneração garantida não existissem certificados verdes transacionáveis, às referidas instalações se deveria aplicar, durante um período adicional de cinco anos, a tarifa referente às centrais renováveis com início de exploração nessa data. Revelou-se, assim, incerta a forma de remuneração da eletricidade das referidas instalações não hídricas depois de decorridos os períodos de aplicação das tarifas garantidas previstos no Decreto-Lei n. 33-A/2005, importando estabelecer, por questões de segurança jurídica, o referido regime remuneratório ou a forma da sua determinação.

Segundo o regime previsto no Decreto-Lei n. 33-A/2005, o relevante nestes centros produtores eram os primeiros 42,5 GWh entregues à rede, por megawatt de potência de injeção na rede atribuído, até ao limite máximo dos primeiros 15 anos a contar desde o início do fornecimento de electricidade à rede que poderia, em casos excepcionais devidamente fundamentados, ser prorrogado até mais 10 anos, mediante despacho do membro do Governo que tutelasse a DGGE, a requerimento do promotor interessado. Uma das medidas introduzidas

pelo Decreto-Lei n. 225/2007, de 31 de maio, foi o aumento quer do prazo de remuneração das centrais hídricas quer dos prazos de prorrogação para obtenção de licença no caso destas centrais, procurando criar condições para a maximização do aproveitamento do potencial hídrico por explorar. Em 2007, os valores constantes do Decreto-Lei n. 33-A/2005 foram alterados para 52 GWh e 20 anos, respetivamente. Todavia, a possibilidade de prorrogação foi então limitada a um período de mais 5 anos. Já no que se refere aos prazos de prorrogação para obtenção de licença de estabelecimento, ao abrigo do Decreto-Lei n. 33-A/2005 o membro do Governo que tutelasse a DGGE poderia, a requerimento fundamentado do promotor dirigido à DGGE, prorrogar o referido prazo por período não superior a 18 meses, nos casos em que o atraso não fosse imputável ao promotor. Este prazo foi alargado e diferenciado pelo Decreto-Lei n. 225/2007, prevendo-se então um período não superior a 36 meses no caso das centrais hídricas e um período não superior a 24 meses nos restantes casos. Em consonância com esta extensão foram ainda introduzidas alterações no que respeita aos prazos de caducidade dos pontos de recepção de electricidade e da reserva de capacidade na rede. Estava previsto no Decreto-Lei n. 33-A/2005 que os pontos de recepção de electricidade já atribuídos à data da sua entrada em vigor relativamente aos quais não fosse obtida a respectiva licença de estabelecimento em regra caducavam no prazo de 12 meses contados da data de entrada em vigor do diploma em causa, podendo o membro do Governo que tutelasse a DGGE, a requerimento fundamentado do promotor dirigido à DGGE, prorrogar esse prazo por período não superior a 12 meses. Com o Decreto-Lei n. 225/2007, no caso das centrais hídricas, o limite da prorrogação foi estendido, passando esta a ser possível por um período adicional não superior a 36 meses. No mesmo decreto-lei, a necessidade de conter o custo da política de apoio às energias renováveis foi também tida em conta no regime previsto para o sobreequipamento dos parques eólicos. A autorização de sobreequipamento susceptível de ser concedida a estes dependia de uma redução na tarifa aplicável à totalidade da central eólica.

Na linha dos compromissos assumidos no Memorando de Entendimento sobre as Condicionalidades de Política Económica, celebrado em maio de 2011, com vista à densificação do enquadramento remuneratório aplicável às instalações eólicas existentes à data da entra-

da em vigor do Decreto-Lei n. 33-A/2005, de 16 de fevereiro, após o decurso dos respetivos períodos de remuneração garantida, em termos passíveis de conjugar a resposta às referidas questões de segurança jurídica com o imperativo de promoção da sustentabilidade económica e social do SEN, e em conformidade não só com o acordo de princípio alcançado no Memorando, mas também com a opção genérica adotada pelo Decreto-Lei n. 215-B/2012, de 8 de outubro, diploma legal que completou a transposição da Diretiva n. 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabeleceu regras comuns para o mercado interno de eletricidade, opção essa traduzida na necessidade de o regime remuneratório em questão ser definido por portaria a aprovar pelo membro do Governo responsável pela área da energia, de modo a assegurar a sua permanente adequação à realidade existente, o Decreto-Lei n. 35/2013, 28 Fev 2013, veio prever a possibilidade de adesão por parte das referidas instalações a um de entre quatro regimes remuneratórios alternativos. O coeficiente Z foi então fixado em valor superior a 1 para centrais eólicas, hídricas, solar fotovoltaicas, de biomassa florestal residual, de biomassa animal, de valorização energética de biogás, na vertente de gás de aterro, e de valorização energética dos resíduos sólidos urbanos, havendo depois algumas especificidades de regime em função da fonte energética primária utilizada pela instalação.

Os regimes remuneratórios alternativos previstos no Decreto-Lei n. 35/2013 para as eólicas destinavam-se a vigorar por um período determinado, para além dos períodos de remuneração garantida e a adesão aos mesmos, na sequência da escolha realizada pelos titulares de cada instalação em função das suas particularidades, implicava o pagamento de uma compensação anual destinada a contribuir para a sustentabilidade do SEN. Deste modo, o legislador, tencionava conseguir preservar a estabilidade remuneratória dos centros eletroprodutores eólicos, ao mesmo tempo que assegurava a mitigação do impacto na fatura energética dos sobrecustos anuais resultantes do apoio à produção de eletricidade a partir de fontes eólicas.

Este decreto-lei procedeu ainda à introdução de mecanismos de flexibilidade no regime remuneratório aplicável à eletricidade produzida pelos centros eletroprodutores eólicos abrangidos pelo anexo II do Decreto-Lei n. 189/88, de 27 de maio, alterado pelos Decretos-Leis Ns. 313/95, de 24 de novembro, 56/97, de 14 de março, 168/99, de 18 de maio, 312/2001, de 10 de dezembro, 339-C/2001, de 29 de

dezembro, 33-A/2005, de 16 de fevereiro, e 225/2007, de 31 de maio, cuja capacidade de injeção de potência na rede tivesse resultado de concursos públicos promovidos ao abrigo do artigo 14º do Decreto-Lei n. 312/2001, de 10 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n. 33-A/2005, de 16 de fevereiro, que, sem prejuízo das condições económico-financeiras do SEN, pretendessem melhor ajustar os regimes remuneratórios que lhes eram aplicáveis às particularidades dos seus projetos. Concretamente, previu-se a possibilidade de concessão de um período adicional de aplicação do regime de tarifa garantida aos referidos centros eletroprodutores (i.e., centros eletroprodutores com regime anterior ao Decreto-Lei n. 215-B/2012, de 8 de outubro), nas situações em que os respetivos titulares propusessem uma redução da tarifa, que poderia ser complementada ou substituída pelo pagamento de uma compensação, de forma a gerar, com o decurso do tempo e a evolução dos preços de mercado, benefícios para o SEN. Preenchidas estas condições, a requerimento do titular do centro eletroprodutor apresentado até três meses após a entrada em vigor do Decreto-Lei n. 35/2013, e sob proposta de decisão da DGEG, seria possível autorizar a extensão dos limites fixados no Decreto-Lei n. 189/88 até ao limite máximo dos primeiros 44 GWh entregues à rede, durante os primeiros 20 anos a contar do início do fornecimento de eletricidade à rede. Em alternativa à concessão desse período adicional, os centros eletroprodutores poderiam optar pela adesão a um dos regimes alternativos previstos para efeitos de remuneração das instalações eólicas existentes à data da entrada em vigor do Decreto-Lei n. 33-A/2005, de 16 de fevereiro, após o decurso dos respetivos períodos de remuneração garantida.

A adesão pelos titulares dos centros eletroprodutores eólicos com regime anterior ao Decreto-Lei n. 33-A/2005, de 16 de fevereiro, a um dos regimes remuneratórios alternativos previstos no Decreto-Lei n. 35/2013, a vigorar no período adicional (i.e, após o decurso dos prazos previstos, nomeadamente, no caso dos centros eletroprodutores não hídricos que já se encontrassem em exploração à data de entrada em vigor do Decreto-Lei n. 33-A/2005, um prazo de 15 anos a contar dessa data; e no caso dos restantes centros eletroprodutores, um prazo de 15 anos a contar da data de atribuição da respetiva licença de exploração), passou então a implicar o pagamento de uma compensação anual ao SEN, durante o período de oito anos, compreendido

entre 2013 e 2020, calculada com base num dos seguintes valores de referência: (i) € 5 000 por cada MW de potência instalada do centro eletroprodutor, ou (ii) € 5 800 por cada MW de potência instalada do centro eletroprodutor. O cálculo desta compensação era assim efetuado com base na potência instalada do centro eletroprodutor à data de entrada em vigor do Decreto-Lei n. 35/2013, incluindo eventuais sobreequipamentos realizados após a data de emissão da licença de exploração do centro eletroprodutor. Foi prevista a extinção da obrigação de pagamento da compensação anual no dia 31 de dezembro de 2020 ou na data de cessação dos efeitos, por qualquer motivo, da licença de exploração do centro eletroprodutor.

Foi então fixada a impossibilidade de os titulares dos centros eletroprodutores eólicos que tivessem declarado aderir a um dos regimes remuneratórios alternativos previsto no Decreto-Lei n. 35/2013 transitarem para o regime de venda em mercado da eletricidade produzida. A opção por aderir a este último regime foi vedada quer no decurso dos prazos previstos para a aplicação do regime (i.e. o regime remuneratório anterior ao Decreto-Lei n. 33-A/2005, que era aplicável (i) aos centros eletroprodutores não hídricos que já se encontrassem em exploração à data de entrada em vigor do Decreto-Lei n. 33-A/2005, por um prazo de 15 anos a contar dessa data, e (ii) aos restantes centros eletroprodutores, por um prazo de 15 anos a contar da data de atribuição da respetiva licença de exploração, conforme previsto no Art. 3º/1 do Decreto-Lei n. 35/2013), quer, após o termo desses prazos, no decurso do período adicional de cinco ou sete anos, consoante os casos (i.e. nos cinco anos, após o termo dos prazos previstos para a aplicação do regime remuneratório anterior ao Decreto-Lei n. 33-A/2005, durante os quais podia vigorar a tarifa susceptível de garantir a sustentabilidade económica e social dos custos assumidos pelo SEN definida por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, ouvida a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE); ou nos cinco ou sete anos, após o termo dos prazos previstos para a aplicação do regime remuneratório anterior ao Decreto-Lei n. 33-A/2005, durante os quais podiam vigorar os regimes remuneratórios alternativos àquela tarifa constantes do Art. 5º do Decreto-Lei n. 35/2013 aos quais foi conferida aos centros eletroprodutores a faculdade de aderir, nos termos do Art. 3º/4 do Decreto-Lei n. 35/2013). A verificação de uma situação de incumprimento definitivo com base no não pagamento da

compensação anual associada ao aproveitamento dos regimes remuneratórios alternativos, sendo a tal equiparada a mora superior a 60 dias, teria como efeito a passagem imediata e automática dos produtores para o regime de venda em mercado, salvo declaração em contrário do membro do governo responsável pela área da energia. Todavia, uma vez que se previu, por um lado, que a transição para o regime de venda em mercado passaria a ser definitiva, determinando a caducidade da licença de estabelecimento ou de produção do centro eletroprodutor e obrigando à emissão de nova licença enquadrada no novo regime, e, por outro lado, que a extinção da licença de estabelecimento ou de produção dos centros eletroprodutores eólicos com regime remuneratório anterior ao Decreto-Lei n. 33-A/2005, por motivo imputável aos respetivos titulares, quer durante os prazos previstos para a aplicação do regime quer no decurso do período adicional, passaria a obstar à emissão de nova licença tendente a legitimar a atividade desses centros eletroprodutores em qualquer regime remuneratório, deixou de estar ao alcance da vontade dos produtores a alternância entre o gozo de um regime de preço garantido e um regime de remuneração do risco com base nas regras do mercado.

Em alguns casos a passagem imediata e automática para o regime de venda em mercado poderia gerar sobrecustos para o SEN, caso em que seria vantajoso para o Sistema a manutenção dos limites mínimos e máximos do valor da tarifa a atribuir pela eletricidade produzida, previstos para o regime remuneratório alternativo a que o centro eletroprodutor tivesse aderido. A passagem para o regime de venda em mercado poderia ainda, em determinadas situações, beneficiar o próprio titular do centro eletroprodutor. Importava então garantir que a perda do direito ao regime remuneratório alternativo a que a entidade em causa tivesse aderido apenas ocorreria quando tal constituísse uma verdadeira sanção, sob pena de, em virtude de uma situação de incumprimento, os titulares dos centros eletroprodutores faltosos virem a beneficiar de algo que lhes estava vedado à partida.

Tendo em conta esta preocupação, a Portaria 119/2013, de 25 de março, regulamentou os moldes em que se deveria proceder à emissão da declaração susceptível de obstar à passagem imediata e automática para o regime de venda em mercado e os termos em que a mesma declaração poderia impedir a conversão do não cumprimento temporário em incumprimento definitivo. Concretizaram-se e clarifica-

ram-se então as consequências da mora no pagamento das prestações mensais da compensação anual e definiram-se os pressupostos e a forma através dos quais deveria o membro do Governo responsável pela área da energia obstar à verificação de uma situação de incumprimento definitivo, em caso de mora superior a 60 dias no pagamento desses montantes.

Na miniprodução, a percentagem de redução anual da tarifa de referência (€ 250/MWh) para o regime bonificado, prevista no n.º 6 do artigo 11.º do Decreto-Lei n. 34/2011, de 8 de março, foi fixada em 30%, com efeitos a partir de 2013, inclusive, mediante sucessivas reduções anuais de 7%. Com a mesma preocupação, o regime jurídico aplicável à produção de electricidade, a partir de recursos renováveis, por intermédio de unidades de microprodução, aprovado pelo Decreto-Lei n. 363/2007, de 2 de novembro, prevê um regime remuneratório bonificado baseado na aplicação de uma tarifa de referência predefinida e sujeita a um mecanismo de regressividade anual e numa quota máxima de potência de injeção na rede, as quais são susceptíveis de actualização mediante portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, de forma a assegurar a sua adequação aos objectivos da política energética, à sua relação com outras políticas sectoriais e à evolução dos mercados.

Relativamente às pequenas centrais hídricas (PCH), o decreto-lei de 2013 veio, pela primeira vez, estabelecer um prazo para a manutenção das condições remuneratórias aplicáveis à data de entrada em vigor do Decreto-Lei n. 33-A/2005, de 16 de fevereiro, fixado em 25 anos após a atribuição da respetiva licença de exploração, sem prejuízo do limite naturalmente imposto pela duração dos correspondentes títulos de utilização do domínio hídrico. A este respeito, tomou-se em consideração, seja na definição do referido limite temporal, seja na consagração da possibilidade de respetiva prorrogação, as exigências de tempo necessárias à recuperação e garantia de adequado retorno económico dos investimentos, à semelhança do que já tinha sido estabelecido no próprio Decreto-Lei n. 33-A/2005, de 16 de fevereiro, relativamente às restantes tecnologias.

Relativamente à política de promoção dos biocombustíveis também foi realizado um esforço de contenção de custos. O Decreto-Lei n. 117/2010, de 25 de outubro, que impôs quotas mínimas de incorporação obrigatória de biodiesel no gasóleo utilizado no sector

dos transportes, a vigorar até 31 de dezembro de 2014, previu a fixação de um preço máximo de venda desse biodiesel por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia. Tendo em conta a necessidade de assegurar o cumprimento dos critérios de sustentabilidade impostos no mesmo decreto-lei, condição necessária para a emissão de títulos de biocombustíveis (TdB), sendo estes títulos a forma que os incorporadores tinham à sua disposição para comprovar as suas obrigações de incorporação de biocombustíveis, a Portaria n. 353-E/2009, de 3 de abril, definiu o cálculo de preço máximo de venda de biodiesel, que se aplicou até ao final de 2010, baseado na aplicação do valor mínimo de três fórmulas, que se baseavam no custo internacional do biodiesel, no preço internacional do gasóleo e no preço das matérias-primas necessárias à produção do biodiesel. Esta fórmula garantia que o biocombustível incorporado no gasóleo nunca ultrapassava um determinado diferencial máximo face ao custo do gasóleo, protegendo assim os consumidores finais. Com a alteração da fiscalidade incidente sobre os combustíveis, e antecipando um acentuado aumento do preço de venda ao público do gasóleo, bem como com o acentuado aumento do custo das matérias-primas necessárias à produção nacional dos biocombustíveis, que colocava em causa o funcionamento das instalações nacionais de produção de biocombustível caso se mantivesse a fórmula de preço máximo previsto na Portaria n. 353-E/2009, decidiu-se rever, no Decreto-Lei n. 117/2010, aquele preço máximo de venda para o biodiesel acompanhado pelo TdB, de forma a manter a produção nacional de biocombustíveis com um custo que fosse aceitável para o consumidor final. Manteve-se uma indexação à fórmula dos custos de produção que permitisse a manutenção da produção em circunstâncias mais adversas continuando a proteger o consumidor contra variações anómalas dos custos das matérias-primas. O biodiesel vendido sem TdB teve então o seu preço máximo indexado ao preço do gasóleo nos mercados internacionais.

Além da fixação dos limites já referidos, em 2012 prosseguiu-se o esforço de contenção dos custos associados à política de promoção das renováveis através da suspensão, com efeitos imediatos, da atribuição de potências de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), sendo recusados quaisquer pedidos de informação prévia visando permitir a receção e entrega de energia elétrica proveniente de novos centros eletroprodutores. Todavia, ressaltou-se a possibilidade

de poderem vir a ser excecionados casos de relevante interesse público. A necessidade de ponderar e reavaliar o enquadramento legal da produção de eletricidade em regime especial, designadamente a partir de recursos endógenos renováveis e de tecnologias de produção combinada de calor e de eletricidade, a evolução verificada no mercado, com a retração da procura, e a implementação das medidas dos Memorandos de Entendimento acordados com o Fundo Monetário Internacional, a Comissão Europeia e o Banco Central Europeu, foram invocadas para justificar a medida adotada.

IV. SÍNTESE CONCLUSIVA

A política de apoio às energias renováveis em Portugal desde 1988 tem-se caracterizado por uma diversidade de medidas, as quais têm em comum a garantia de determinado rendimento aos produtores, quer mediante tarifas verdes (*feed-in tariffs*) quer através de garantias de aquisição. Apoios que tendem a ser previstos para vigorar durante um período limitado de tempo, mas que também já careceram de sujeição a um qualquer limite temporal. Embora se possa questionar se esta foi uma política eficiente, os dados disponíveis sobre a implantação de renováveis no território nacional parecem tornar indiscutível a sua eficácia. Por conhecer está por enquanto o impacto que poderá ter no setor a preocupação de contenção de custos cada vez mais evidente na legislação de apoio à produção de energia a partir de fontes renováveis, impondo progressivamente a esta atividade uma lógica de mercado tal como tem vindo a sugerir a literatura económica.

(Página deixada propositadamente em branco)

A NOVA POLÍTICA EUROPEIA EM MATÉRIA DE
ENERGIAS RENOVÁVEIS
E A PROTECÇÃO DOS INVESTIDORES

Suzana Tavares da Silva

Professora da Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra

Marta Vicente

Assistente convidada da Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra

“That we can in fact square the circle of healthy economic growth with healthy environmental stability is the underlying faith of environmental law and its active mission”

Michael M’Gonigle / Louise Takeda

**I. AS ENERGIAS RENOVÁVEIS PERANTE OS
OBJECTIVOS DO MILÉNIO**

No ano 2000, o Secretário-Geral da Organização das Nações Unidas (ONU), Kofi Annan, “convocou” os Chefes de Estado e de Governo para discutir o papel daquela Organização Internacional no novo milénio e apresentou um Relatório (o denominado *Relatório do Milénio*), com o título “Nós, os Povos, as Nações Unidas do Século XX¹”, no qual se pode ler, sob a epígrafe “*Para um Futuro Viável*”, que no último século a população mundial quadruplicou, a produção económica mundial apresentou um crescimento 18 vezes superior, que 1/5 da po-

¹O relatório está disponível em: <<http://www.unric.org/pt/>>.

pulação mundial residente nos países desenvolvidos é responsável por 60% do consumo mundial de energia e que estes números tendem a manter-se e a agravar-se se atentarmos nos indicadores dos países em desenvolvimento, o que significará um esforço ambiental para o planeta² que o mesmo não tem capacidade de suportar.

Ao mesmo tempo que exalta os resultados alcançados com o *Protocolo de Montreal*³ - que o Presidente da ONU qualificou como o Tratado Internacional mais bem-sucedido de sempre – o Relatório do Milénio alerta para a necessidade de tornar sustentáveis as diversas políticas públicas económicas, considerando ser esta a única via para garantir a liberdade das gerações futuras⁴. A mudança de paradigma significa, entre outras coisas, entender que a modificação é essencialmente económica e de regulação económica, ou seja, não se trata de estudar uma nova área de regulação económica e social e sim de modificar a regulação económica e social em função deste novo objectivo. É perceber que a *bioeconomia* – fundada na necessidade de incluir nas variáveis económicas o custo da utilização dos ecossistemas na perspectiva da justa repartição intergeracional dos recursos naturais e o carácter finito e limitado dos mesmos⁵ – deve passar a ocupar um lugar de destaque nas políticas públicas, impondo medidas de moderação da procura⁶, e

² Aos consumos excessivos de energia, à sobreexploração da pesca e ao inquilamento dos solos e dos recursos aquíferos em resultado de práticas agrícolas nos países desenvolvidos somam-se os problemas decorrentes da desflorestação e da construção urbanística desordenada nos países em desenvolvimento.

³ *Protocolo* sobre as substâncias que destroem a camada de ozono, acordado na Convenção de Viena, a 22 de Março de 1985, e assinado a 16 de Setembro de 1987.

⁴ Bosselmann fala da passagem de uma “*soberania operacional*” para uma “*soberania nacional formal*” sobre o território em consequência da construção do Estado Ambiental pelo direito global – uma nova abordagem dos poderes estaduais a partir da passagem dos problemas da *gestão do património comum da humanidade* para a *gestão global dos impactos ambientais* (Bosselmann: 2008).

⁵ Na origem desta corrente económica está o direito do ambiente, ou regulação ambiental, que apresenta novos paradigmas de justiça e equidade na alocação de recursos económicos, obrigando à quantificação das externalidades negativas das actividades económicas (seja na indústria, no sector primário ou mesmo nos serviços) e à efectiva contabilização dos respectivos custos sociais, o que determina, por exemplo, que muitas actividades económicas privadas passem, segundo esta análise, a beneficiar de *subsídios e ajudas públicas*, directas e indirectas, sob a forma de isenções de custos de poluição ou de sobreexploração de recursos naturais comuns – *n. M'GONIGLE / TAKEDA: 2013*.

⁶ Esta é a regulação que falta para sustentar o modelo económico-social ocidental e possibilitar uma reconstrução do social e do comunitário numa era de individualismos exacerbados por décadas de políticas apelidadas de democracias liberais económicas, onde os consumidores ditaram as regras de forma irracional e os produtores de bens e serviços se limitaram a procurar corresponder a essas “necessidades” (muitas vezes incrementando-as) com a exclusiva perspectiva de aumentar os seus lucros. Faltou nestas políticas uma orientação para o interesse geral, que um Estado democrático comprometido com valores

substituindo-se assim à hegemonia da *economia social*, baseada exclusivamente nas preocupações éticas da redistribuição da riqueza produzida no contexto de um modelo económico assente no paradigma do crescimento contínuo e no aumento progressivo do consumo.

A Cimeira deu lugar à elaboração da *Declaração do Milénio* a partir da qual são definidos os *Objectivos de Desenvolvimento do Milénio*, entre os quais se incluem o de *garantir a sustentabilidade ambiental* (integrar os princípios do desenvolvimento sustentável nas políticas e programas nacionais e inverter a actual tendência para a perda de recursos ambientais) e o de *criar uma Parceria Mundial para o Desenvolvimento* (o que implica inserir também este objectivo nas políticas de comércio mundial e de investimento directo estrangeiro).

Para além desta mudança essencial no conteúdo informador das políticas mundiais para o desenvolvimento – que para muitos está na origem da elevação da sustentabilidade ambiental a refração de um interesse público global no domínio, por exemplo, da resolução de litígios em matéria de investimento estrangeiro directo⁷ – assistimos também à necessidade de escolher os *tipos de instrumentos* mais adequados para a prossecução, em conjunto, das referidas políticas globais, onde se evidenciam duas opções essenciais: os *market based mechanisms*, pelos quais têm optado a Europa e os países da Commonwealth⁸, e os instrumentos de *command and control*, pelos quais têm enveredado, essencialmente por razões políticas, os EUA (superar os vetos do Congresso) e a China (modelo de capitalismo dirigista). Embora nenhum dos modelos exista em forma pura e seja possível encontrar sempre

deveria ter programado, incentivado e garantido.

⁷ Entre os exemplos apresentados por Andreas KUHLLICK, nem todos são efectivamente no sentido da garantia do nível mais elevado de protecção, ou sequer da prevalência do *standard* ambiental internacional, mas pode perceber-se, a partir de muitos deles, que o ambiente e a assinatura de tratados multilaterais em matéria de protecção ambiental são hoje fundamentos válidos para uma alteração do pactuado com os investidores – KUHLLICK: 2012.

⁸ Os mecanismos de mercado foram especialmente influenciados e desenvolvidos pelo sistema do Protocolo de Kyoto (VIÑUALES: 2012, 46), mas os resultados alcançados ficam muito aquém do esperado em termos ambientais. Entre os sistemas de *mercados ambientais* mais divulgados conta-se o do *mercado de carbono*, que tem conhecido dias especialmente turbulentos (GILBERTSON / REYES: 2009), não só em razão do baixo preço a que a tonelada de carbono tem sido transaccionada, o que “inviabiliza” o desenvolvimento dos investimentos em actividades como a captura e o armazenamento (VILLAR EZCURRA: 2012), mas também na atribuição dos “créditos de carbono” a alguns projectos de desenvolvimento de energias renováveis cujos efeitos ambientais têm sido muito questionados, como é o caso dos sistemas hidroeléctricos de Greater Mekong (KE/GAO: 2013; CAMERON/WEI: 2012; BACKER: 2012), os mais relevantes projectos económicos ambientais desenvolvidos na região asiática (PRITCHARD: 2002).

uma combinação de instrumentos em ambos⁹.

Sublinhe-se, contudo, que recentemente alguns autores apresentam *novos instrumentos* para a gestão dos bens públicos – *beyond State and beyond market* – baseados nos esquemas desenvolvidos no âmbito da regulação da Internet, que permitem partilhar benefícios e responsabilidades em matéria ambiental (neutralizando os resultados típicos da tragédia dos comuns) sem ter necessariamente que recorrer à mercantilização/comoditização dos recursos naturais (a inspiração para esta “terceira via” é dada pelo software livre como o *sistema Linux*, pelas *wikis* como a *Wikipedia*¹⁰ e por algumas revistas universitárias americanas geridas pelos estudantes, que se afirmam no mercado através de um esquema de *peer review* em *blind review* de todos os trabalhos publicados). Esquemas de *governance* que vêm igualmente sendo testados em experiências de natureza política, como a gestão conjunta do Ártico, o projecto CERNE da Europa ou mesmo os *trusts* norte-americanos, como o que foi constituído no Estado do Novo México para garantir o controlo da exploração dos aquíferos (*acequias*) pelos indígenas¹¹.

1. O projecto europeu – os desenvolvimentos mais recentes da política 20-20-20

Na União Europeia, onde assumem especial preponderância a matrizes normativas dos sistemas alemão e francês, a opção para a prossecução dos *Objectivos de Desenvolvimento do Milénio* tende a aproximar-se, maioritariamente, de instrumentos baseados em esquemas de mercado (certificados verdes para as energias renováveis¹², certificados

⁹ No caso a UE, por exemplo, a opção pelos mecanismos de mercado não impede que sejam também utilizados instrumentos de *command and control* na política energética e do clima, como acontece com a Directiva 2009/30 referente às especificações da gasolina e do gasóleo rodoviário e não rodoviário e à introdução de um mecanismo de monitorização e de redução das emissões de gases com efeito de estufa (VINALES: 2012, 257).

¹⁰ As *wikis* – um tipo de software colaborativo que permite a edição colectiva dos documentos – podem melhorar a *responsividade* das políticas públicas, aperfeiçoando e aproximando dos cidadãos as decisões, que assim passam a ser construídas segundo uma abordagem *bottom up* (WESTON / BOLLIER: 2013, 244).

¹¹ Sobres estes temas *v.* WESTON / BOLLIER: 2013, 249.

¹² Os *certificados verdes* constituem um mecanismo de incentivação da produção de energia eléctrica a partir de FER que actua sobre o lado da oferta, imponto aos produtores e aos importadores a obrigação de injectar na rede uma quota mínima de electricidade produzida a partir de FER. A incorporação daquela quantidade pode ser satisfeita em espécie ou em dinheiro, ou seja, mediante a aquisição de *certificados verdes* em substituição da aquisição ou produção de energia a partir de FER. A receita obtida com a venda dos certificados serve para financiar o sobrecusto dos produtores que utilizam FER e aos quais são atribuí-

brancos para a eficiência energética¹³, licenças de emissões para o clima) e institutos de base contratual (contratos de gestão de energia¹⁴, contratos de aquisição de energia¹⁵ e “contratualização” de incentivos financeiros¹⁶) para regular os agentes económicos privados (produção e consumo) e *guiá-los* no cumprimento da estratégia traçada para este sector: referimo-nos ao cumprimento *estratégia Europa 20-20-20*.

Gizar esquemas eficientes e de mercado, que cumpram simultaneamente o duplo objectivo de, por um lado, incentivar os operadores económicos privados a fazer investimentos que permitam alcançar as metas de 20% de redução de consumo, 20% de redução de emissões

dos certificados por uma determinada unidade de produção. Em regra estes certificados são transaccionados através de uma plataforma de negociação (um mercado organizado) e têm como sustentação financeira um Fundo público (COLCELLI: 2012).

¹³ Os *certificados brancos* constituem um mecanismo funcionalmente equivalente aos certificados verdes, mas que neste caso opera do lado da procura e por isso obriga os comercializadores e/ou dos distribuidores em vez dos produtores, sendo os títulos emitidos e/ou adquiridos em função de uma determinada quota de eficiência energética que venha a ser alcançada, ou seja, são impostas metas para a redução do consumo energético (seja em percentagem de consumo de energia final, seja em percentagem de fontes primárias de energia), que os distribuidores e ou comercializadores devem alcançar e que no caso de serem superadas dão lugar à emissão de certificados brancos, mas que se não o forem, obrigam os agentes incumpridores a adquirir certificados brancos no respectivo mercado (BERTOLDI / REZESSY: 2009; HÄRTEL, 2011).

¹⁴ Contratos celebrados no âmbito do Sistema de Gestão dos Consumos Intensivos de Energia (SGCIE), no qual se integra a Lei n.º 7/2013 de 22, de Janeiro, que aprova o regime de acesso e exercício das actividades de realização de auditorias energéticas, de elaboração de planos de racionalização dos consumos de energia (PREn) e de controlo da sua execução e progresso, nomeadamente mediante a emissão de relatórios de execução e progresso, e no âmbito de aplicação do regulamento da gestão do consumo de energia para o sector dos transportes, aprovado pela Portaria n.º 228/90, de 27 de Março, alterando o Decreto-Lei n.º 71/2008, de 15 de abril.

¹⁵ Os tradicionais contratos celebrados entre os produtores e os operadores do sistema (o gestor da rede), em que os segundos se obrigam a adquirir uma quantidade pré-determinada de energia a um preço fixo.

¹⁶ Estes incentivos seguem, em regra, uma forma de incentivação pela tarifa, com ou sem intermediação do mercado. No sistema *feed-in-tariff* é garantido aos produtores de energias renováveis, por via contratual ou legal/regulamentar, a compra de uma determinada quantidade de energia produzida (pode ser a totalidade ou apenas uma parte dela) a uma determinada tarifa, que pode ser determinada administrativamente (admitindo-se que o valor seja sempre fixo ou que assuma variações, em regra de decréscimo gradual) ou com auxílio de instrumentos de mercado, por um determinado período de tempo (em regra o tempo adequado à amortização dos investimentos). Na modalidade do *feed-in-premium*, os produtores de energia eléctrica a partir de FER colocam no mercado a energia produzida e são remunerados ao preço que aí vier a ser fixado, tendo posteriormente direito a um subsídio (o *premium*), pago em regra pelo gestor da rede, caso o valor que venham a obter em mercado seja inferior àquele que estiver estipulado como remuneração mínima garantida em normas administrativas.

Para além destes incentivos tarifários, podem também ser contratualizados benefícios fiscais por ocasião da realização do investimento, tratando-se, neste caso, de típicos contratos fiscais.

poluentes e 20% de produção de energia a partir de FER, e, por outro, assegurar que o cumprimento destas metas não prejudica a competitividade da economia europeia não tem sido tarefa fácil.

Inicialmente, a preocupação da UE assentou na *incentivação financeira* das FER e na fixação de um *regime regulatório de estímulo à entrada destes novos produtores no mercado*¹⁷. Regime regulatório assente na garantia do acesso à rede, na separação (*unbundling*) entre as actividades de produção e de operação das redes, e na remuneração regulada dos gestores das redes baseada no princípio do utilizador pagador¹⁸.

Em matéria de incentivos financeiros à produção de energia eléctrica a partir de FER, os esquemas propostos pela Directiva de 2001 eram fundamentalmente quatro: *i*) certificados verdes (adoptados na Irlanda e em Itália); *ii*) financiamento da tarifa (adoptados entre nós e em Espanha); *iii*) contratos de aquisição de energia; e *iv*) benefícios fiscais, podendo os últimos ser cumulados com qualquer das outras três modalidades, embora as restantes não pudessem ser cumuladas entre si.

Os inúmeros estudos que podemos consultar em matéria de *economia de energia* baseiam-se sempre na gestão de três variáveis associadas: a produtividade de electricidade e calor combinadas, a redução no consumo de fontes primárias de origem fóssil (o que envolve estabelecer distinções entre o potencial energético de cada fontes primária) e o impacte ambiental (impacto relevante em matéria de clima) da tecnologia utilizada para a geração de energia, com especial incidência sobre as emissões poluentes e respectiva tributação. A prossecução da política europeia há-de basear-se, portanto, numa hábil e eficiente conjugação destas variáveis.

De resto, a lição a retirar, se compararmos a situação dos países do Sul da Europa com a dos países do Norte, parece resultar não só da

¹⁷ Optamos, propositadamente, em razão da economia do texto, por não tratar o tema dos biocombustíveis.

¹⁸ A forma de remuneração do operador das redes é um dos pontos fulcrais para a boa regulação do sector energético. O regime deve assegurar que a remuneração é suficiente para cobrir os custos de manutenção, expansão e actualização da rede, incluindo uma remuneração razoável do capital investido. Todavia, essa remuneração, que é o resultado de tarifas administrativamente fixadas, pode também ser determinada em função de uma metodologia que assegure a eficiência da actividade económica dos operadores do sistema, recorrendo a um sistema de *price cap* ou *revenue cap* ou então a um *benchmark* com condições de mercado (*yardstick competition*). Também aqui o novo modelo regulatório europeu trará novidades, pois a introdução das redes inteligentes trará uma nova metodologia para calcular a remuneração do operador do sistema a partir da sua *performance* na gestão da eficiência energética a partir da capacidade de regulação da procura.

necessidade de aperfeiçoar os sistemas de incentivo financeiro às FER, mas ainda de os complementar com uma política fiscal adequada¹⁹ e com esquemas eficientes de *project finance* que consigam neutralizar em tempo útil as “rendas” geradas pelo aceleramento da “curva de aprendizagem”.

É neste contexto que a Comissão Europeia, ao analisar o ponto da situação em finais de 2011, decide eleger o sector energético, em especial as energias renováveis e a mudança de paradigma energético, como uma área-chave do investimento, também no contexto da recuperação da crise financeira de 2008²⁰, aprovando nessa sequência um novo pacote legislativo. Deste novo pacote fazem parte:

- i) o novo regime jurídico para as energias renováveis (Directiva 2009/28/CE);
- ii) o Mecanismo [Financeiro] Interligar a Europa (Regulamento 670/2012/UE – Proposta CEF); e as
- iii) novas orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias (Regulamento 347/2013/UE – proposta TEN-E).

II. AS SOLUÇÕES CONSAGRADAS NA DIRECTIVA 2009/28/CE

A nova Directiva assenta já sobre uma experiência de oito anos de incentivação das FER no espaço Europeu e, por essa razão, compreendeu que a execução das metas europeias poderia ser alcançada a partir de um *esquema de cooperação* entre os Estados-membros e entre estes e países terceiros, permitindo que aqueles que até aqui têm apre-

¹⁹ Vale a pena sublinhar, por exemplo, que a *revolução energética* que teve lugar em países como a Dinamarca ou a Noruega, para citar apenas alguns exemplo, foi acompanhada de uma *revolução fiscal verde*. No caso da Dinamarca a tributação do CO₂ não foi autonomizada da tributação dos produtos energéticos e do sistema CELE, mas em contrapartida foram introduzidas em 1998 medidas para a tributação das emissões de enxofre e dos óxidos de nitrogénio (azoto), bem como um regime de acordos em matéria de eficiência energética, que permite às empresas que adoptem sistemas mais eficientes receber, temporariamente, créditos de carbono. Já no caso da Noruega, que também integra o sistema CELE, foram não só igualmente introduzidas medidas de tributação das emissões de enxofre e dos óxidos de nitrogénio (azoto), como ainda um encargo para a inovação energética renovável (*levy of NOK 0,01 per kWh*), consignado à empresa pública ENOVA, a qual financia com essa verba projectos de investigação e desenvolvimento em energias renováveis.

²⁰ Recorde-se que o Regulamento (CE) 663/2009, de 13 de Julho, estabeleceu já um programa de concessão de apoio financeiro comunitário a projectos no domínio da energia para o relançamento da economia – *Programa Energético Europeu para o Relançamento da Economia (PEER)*.

sentado índices mais baixos de implementação da produção de energia eléctrica a partir de FER possam “beneficiar”, durante um certo período de tempo, dos “excedentes” produzidos em outros Estados.

Assim, o artigo 6.º admite a possibilidade de *transferências estatísticas entre Estados-membros*, que embora não sejam contabilizadas para efeitos de avaliação do cumprimento do objectivo nacional pelo Estado que as efectua (artigo 6.º/1 *in fine*), permite aos Estados reduzir os custos de cumprimento, na medida em que incentivam o consumo de energia produzida a partir de FER em outros Estados-membros (em princípio estes *acordos de transferência* são apenas bilaterais, embora muitos autores defendam que os mesmos poderiam também ser multilaterais)²¹.

Já se o Estado preferir um acordo mais complexo e mais prolongado no tempo ou não estiver interessado em garantir a produção no seu território, por ser mais eficiente beneficiar permanentemente da produção a partir de FER em outro Estado-membros, poderá recorrer aos instrumentos de *projectos conjuntos entre Estados-membros* (artigo 8.º)²² e aos *regimes de apoio conjuntos* (art. 11.º), casos em que se subordina a regras claras e pré-definidas em matéria de contabilização da energia produzida e de imputação e transporte²³. Sublinhe-se que o objectivo destes *incentivos transfronteiriços* é permitir aos Estados-membros garantir um estímulo uniforme às FER independentemente das condicionantes nacionais do respectivo território.

Os regimes de *projectos conjuntos* podem incluir ainda países terceiros (art. 9.º). Neste caso os Estados-membros podem começar a

²¹ O uso deste mecanismo obriga à notificação da Comissão sobre a quantidade de energia que é considerada para efeitos de transferência, bem como do respectivo preço. Parece ser neste contexto se há-de inscrever o *projecto Helios*, que consiste em incentivar o aumento da produção de energia fotovoltaica na Grécia e imputar uma parte dessa produção à Alemanha como instrumento de redução da dívida pública (Cf. <<http://www.project-helios.gr>>).

²² Nos regimes de *projectos conjuntos* é necessário neutralizar a dupla incentivação do projecto (impedindo que o mesmo possa beneficiar de apoios nacionais e/ou regionais conjuntamente com o apoio estrangeiro), cumprir as normas europeias em matéria de auxílios de Estado, assegurar o cumprimento das regras da contratação pública e acautelar questões jurídicas associadas à *governance da joint venture*, ao regime financeiro do *projecto finance*, ao regimes jurídicos em matéria de propriedade, ambiente, regulação, fiscalidade, etc.

²³ A necessidade de pré-definir claramente estas regras é fundamental, como se infere dos maus resultados decorrentes da política holandesa, que em 2000 fez assentar o incentivo às FER em esquemas fiscais de que as empresas podiam beneficiar ainda que exercessem a sua actividade em outro país, e com isto permitiu a deslocalização da tecnologia e do emprego para países vizinhos, em especial para a Noruega e Suécia (TUDOR: 2011/2012).

contabilizar a energia produzida para efeitos de avaliação do cumprimento das metas europeias, antes ainda de estar terminado um projecto de interligação (art. 9.º/3), o que significa que estamos aqui perante um excelente instrumento de incentivo e amortização de investimentos.

Para ajudar na aplicação em concreto do regime jurídico previsto na Directiva, a Comissão tem dinamizado diversos fóruns, no intuito de ajudar os Estados-membros a desenvolver projectos de cooperação entre si e com países terceiros²⁴.

Até ao momento o *know-how* nesta matéria é ainda reduzido e não permite dizer quais destes instrumentos serão mais eficientes. Temos apenas nota de que estão em fase de estudo e implementação os seguintes projectos²⁵:

- *An All Islands Approach to Energy Resources*: projecto que inclui a construção de parques eólicos e de uma rede subaquática (mar da Irlanda) de ligação entre a Irlanda e o Reino Unido com uma capacidade total de 5GW+²⁶, o que permitirá à Irlanda exportar o “excedente” de produção eólica para o Reino Unido; uma iniciativa que provavelmente será desenvolvida sob a modalidade de *projecto conjunto* a regular através de acordo bilateral²⁷;
- *El-certificate Market*: o regime de *certificado verde conjunto*, adoptado pela Noruega e pela Suécia, que se inscreve nos *regimes de apoio conjuntos* com países que integram a *European Economic Area* – regimes apenas viáveis em mercados que

²⁴ É neste contexto que podemos também incluir os recentes trabalhos apresentados pelo *International Feed-In Cooperation*, um fórum instituído pela Espanha e pela Alemanha em 2004, por ocasião da *International Conference for Renewable Energies*, que actualmente conta ainda com a participação da Eslovénia, e cujo tema principal radica na defesa da eficiência dos sistemas de apoio baseados na *feed-in-tariff*, que, como veremos, podem levar a resultados desastrosos se não incluírem mecanismos de neutralização de “rendas” em função da aceleração da curva de aprendizagem.

²⁵ Cf. COM (2011) 31 final.

²⁶ Cf. <<http://www.britisbirishbouncil.org>> e DECC: 2013.

²⁷ A opção pelo regime de apoio conjunto tem a vantagem de permitir às partes fazer uma gestão equitativa dos custos e dos benefícios dos projectos, o que não acontece, por exemplo, no caso das transferências estatísticas (DECC: 2013). Todavia, existem também dificuldades na implementação desta modalidade, na medida os países dispõem de diferentes sistemas de apoio financeiro às energias renováveis – Irlanda (REFTT) e Reino Unido (ROC's) – o que poderá implicar a adopção de um esquema único, como pretende, por exemplo, o Reino Unido, com a pretensão de generalização do novo sistema que está a implementar em matéria de incentivos às renováveis: o *contract for differences* (DECC: 2013a; TAYLOR/GARAGNON: 2013).

dispõem de boas interligações²⁸, capazes de permitir a troca entre fluxos de energia renovável gerados em qualquer parte do território²⁹;

- *WINDSPEED project*: um projecto que se destina a otimizar a produção eólica *offshore* no Mar do Norte, envolvendo a ligação Dinamarca-Holanda (*CobraCable connection*), com conexão também à rede alemã, estando em fase de estudo a sua implementação segundo um esquema de *projecto conjunto* ou de *regime de apoio conjunto* (SCHRÖDER *et ALII*: 2011).
- e pode trazer também um novo fôlego para o *Mediterranean Solar Plan*³⁰, assim como para o *projecto DESERTEC*³¹.

Para 2014 é esperada uma revisão da Directiva e uma reavaliação dos esquemas de apoio e dos instrumentos conjuntos.

²⁸ Cf. COM (2013) 175, pp. 12.

²⁹ Neste caso foi a Noruega que se juntou ao *mercado sueco dos certificados verdes*, instituído por aquele país em 2003. De acordo com este regime, aprovado após um longo processo negocial, durante o qual se fizeram ouvir diversas opiniões críticas, os fornecedores de energia eléctrica estão obrigados a adquirir uma certa percentagem de certificados verdes em função da quantidade de energia fornecida aos clientes finais dos dois países – para 2012 essa percentagem era de 3%, mas o seu valor sobe anualmente – que assim apenas suportam um ligeiro aumento da factura eléctrica. Este sistema, gerido por entidades estaduais (NVE e Statnett), substitui o *feed-in-tariff*, uma vez que os produtores são remunerados a partir da venda da energia produzida e dos certificados obtidos, segundo um mecanismo neutro, pois não expressa qualquer preferência por tecnologias (os produtores instalados no mercado até 2003 recebem 1 certificado por cada MWh até 2012 e os que entrarem no mercado após essa data recebem certificados do mesmo valor por um período máximo de 15 anos), o que significa que os privados acabarão seleccionar as mais rentáveis (TUDOR: 2011/2012; HAMMER: 2012).

³⁰ O *Mediterranean Solar Plan* é um projecto, concebido em 2008, integrado no contexto da iniciativa *Union for the Mediterranean* (cf. <<http://ufmsecretariat.org>>), vocacionada essencialmente para assegurar, no contexto de relações entre os 28 Estados-membros da EU e os 15 países do Mediterrâneo, uma gestão conjunta de recursos naturais, e cujo principal objectivo no plano energético é alcançar uma produção de 20 GW de energia solar em 2020 – *v.* EC: 2010.

³¹ O projecto trata, essencialmente, de aproveitar as potencialidades do Deserto para a produção de energia a partir de fontes de renováveis no contexto das relações entre a UE o Médio Oriente e o Norte de África (EU-MENA). O consórcio responsável pelo projecto foi fundado pela Munich Re, sob as leis da Alemanha, e actualmente conta também como os seguintes participantes: DESERTEC Foundation, Deutsche Bank, Siemens, ABB, E.ON, RWE, Abengoa Solar, Cevital, HSH Nordbank, M & W Zander Holding, MAN Solar Millennium, Schott Solar e Audi AG – *v.* DF: 2008.

III. DIFICULDADES REGULATÓRIAS NA IMPLEMENTAÇÃO DAS NOVAS SOLUÇÕES EUROPEIAS EM MATÉRIA DE REDES ENERGÉTICAS

Todos estes projectos apresentam algumas necessidades especiais em matéria de infraestruturas de transporte e distribuição, seja para potenciar as trocas transnacionais, seja para dotar as redes de sistemas informáticos (*smart grids*) que permitam despachar de forma mais eficiente (inteligente) a energia renovável produzida. Uma e outra abordagem apresentam exigências intensas em matéria de regulação e, em certa medida, elas são até contraditórias em entre si, o que envolve um esforço acrescido em matéria de *governance*.

Com o propósito de dar resposta às mencionadas necessidades em matéria de redes energéticas, as entidades europeias aprovaram novas regras para o sector. Entre as principais medidas adoptadas ganham destaque:

- i) a promoção da cooperação técnica entre os operadores das redes, resultante da instituição, pelo artigo 5.º do Regulamento (CE) 714/2009, de 13 de Julho, da REORT para a Electricidade (ENTSOE-E), que passa a aprovar os códigos de rede para a gestão e o acesso às infraestruturas transeuropeias;
- ii) as novas orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias, aprovadas pelo Regulamento (UE) 347/2013, de 17 de Abril de 2013³²; e
- iii) a criação pelo Regulamento (UE) 670/2012, de 11 de Julho de 2012, de novos instrumentos financeiros incluídos no *Mecanismo Interligar a Europa (CEF)*³³.

Cuidaremos, em primeiro lugar, das dificuldades que os países vêm sentido na implementação das disposições no Regulamento (UE) 347/2013, de 17 de Abril de 2013, nas respectivas ordens jurídicas nacionais, para, no ponto seguinte, analisarmos alguns aspectos financeiros e os problemas da protecção dos investidores.

³² Cf. trabalhos preparatórios em COM (2011) 657.

³³ Cf. trabalhos preparatórios em COM (2011) 665.

1. O aumento da capacidade nas interligações e os corredores das redes transeuropeias

A agilização das trocas transnacionais de energia entre os Estados-membros há muito que vem sendo promovida pela UE através da política das *redes transeuropeias* e respectivos instrumentos administrativos³⁴ e financeiros³⁵ próprios. Os objectivos fixados no Conselho Europeu de Barcelona, em Março de 2002, apontavam para que todos os Estados-Membros apresentassem um nível de interligações eléctricas equivalente a pelo menos 10% da sua capacidade de produção instalada, algo que em 2013 ainda não foi alcançado.

Assim, e porque esta é uma meta essencial para a prossecução dos objectivos da Estratégia Europeia 20-20-20, o já mencionado Regulamento (EU) n.º 347/2013 veio aprovar um novo quadro normativo para o desenvolvimento deste sector³⁶. Nele são estipulados os “*corredores e domínio prioritários das infraestruturas energéticas*” que resultam da identificação dos *projectos de interesse comum - PIC* a executar até 2020³⁷, bem como os procedimentos a adoptar na identificação e classificação dos projectos futuros.

Em termos práticos, este regime jurídico implicará uma “interferência” da Comissão em vários níveis, desde a decisão quanto à classificação dos projectos como *de interesse comum*, até à determinação das regras aplicáveis nos procedimentos de licenciamento a nível nacional (através da emissão de orientações não vinculativas), procurando

³⁴ Veja-se o papel do Comissário Europeu para a Energia, da ACER (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*), do ENTSOE (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*), e das normas aprovadas pela Decisão n.º 1364/2006/CE, que estabelece as orientações para as redes transeuropeias de energia RTE-E 2006, em matéria de agilização dos procedimentos, diploma entretanto revogado pelo Regulamento n.º 347/2013.

³⁵ Para o financiamento das redes transeuropeias estavam disponíveis diversos instrumentos financeiros no plano europeu, de entre os quais nos permitimos destacar: os *Fundos Estruturais Europeus (FEDER)*, os empréstimos do *Banco Europeu de Investimento*, os *Fundos Europeus de Investimento*, uma linha de financiamento específica (Regulamento n.º 1159/2005/CE, de 6 de Julho) e programas de cooperação com países terceiros (ex. Phare, Tacis, Meda and Synergy). Todos entretanto substituídos pelo Regulamento (UE) 670/2012.

³⁶ As soluções contempladas no Regulamento são tributárias da avaliação promovida em 2010, onde a Comissão apresentou o plano para a construção de uma rede europeia integrada de energia – COM (2010) 677 – e identificou diversas áreas de incerteza a melhorar com a normativa posterior, e do denominado “*estudo Roland Berger*”, encomendado pela Comissão Europeia e publicado em 2011 (ROLAND BERGER: 2011).

³⁷ Cf. Anexo III do Regulamento 347/2013.

garantir a respectiva *eficiência, transparência*³⁸ e *racionalização* em matéria de planeamento³⁹ e consultas, no quadro de uma simplificação e aceleração dos procedimentos, sem prejuízo de acautelar os *standards* ambientais europeus.

Entre os exemplos mais impressionantes do Regulamento, de onde se infere a mencionada “interferência” europeia, podemos salientar o já conhecido *princípio do balcão único* (“*onestop shop*”), que neste caso toma a forma de designação de uma única autoridade nacional competente pelo licenciamento de um *PIC*⁴⁰, e a imposição de *prazos curtos* para a tomada de decisões. Todavia, o destaque deve ser atribuído aos tipos de procedimentos pelos quais os Estados-membros podem optar para proceder ao licenciamento dos projectos de interesse comum, todos eles assentes no *princípio da decisão global*.

Segundo o artigo 8.º do Regulamento 347/2013, as autoridades competentes pelo licenciamento podem optar por emitir a decisão seguindo uma de três modalidades:

- i) o *regime integrado*, onde a decisão da autoridade competente é a única juridicamente vinculativa, sem prejuízo de outras entidades poderem emitir pareceres no âmbito das respectivas legislações nacionais, cujo conteúdo será tido em conta na decisão final;
- ii) o *regime coordenado*, no qual é reconhecido carácter vinculativo às decisões individuais emitidas pelas várias autoridades, que são posteriormente coordenadas pela autoridade competente, à qual se reserva o poder de emitir decisões específicas em nome de outras autoridades sempre que estas se atrasem e esse atraso não possa ser “adequadamente justificado” ou quando considere que

³⁸ Veja-se que a EU vem insistindo em que a transparência não se esgota na divulgação da informação. É necessário, para garantir a efectividade da participação no procedimento, que seja transmitida informação credível e inteligível por não especialistas na matéria. Recorde-se que em matéria de redes eléctricas existe em regra muita resistência por parte das populações que temem os efeitos nocivos para a saúde pública (SCHNEIDER / BATTAGLINE 2013).

³⁹ No considerando 27 do Regulamento 347/2013 pode ler-se que em matéria de planeamento deve ser dada prioridade à integração territorial das redes de transporte, comunicações e energia como forma de assegurar uma optimização no uso do solo.

⁴⁰ Até 16 de Novembro de 2013, cada Estado-membro designa a autoridade nacional competente responsável pela facilitação e coordenação dos procedimentos. Essa designação não impede que possa, posteriormente, ter lugar uma delegação de poderes, mas tal delegação só será válida e eficaz se não afectar o princípio do balcão único e se for devidamente notificada à Comissão e publicada na página *web* própria (artigo 8.º/2).

as decisões emitidas por estas não estão “suficientemente fundamentadas” pelas provas apresentadas;

- iii) *regime colaborativo*, em que a decisão global é coordenada pela autoridade competente, a qual vai tomando decisões específicas com as autoridades que devam colaborar na decisão final.

Em regra estes serão *procedimentos administrativos conjuntos*, ou seja, envolvendo dois ou mais Estados-membros, e devem estar terminados no prazo máximo de um ano e seis meses. A imperatividade do prazo é justificada pelos circunstancialismos do financiamento dos projectos. Aliás, os autores não deixam de sublinhar que apesar de toda a motivação, empenho e reforço dos instrumentos imperativos do direito administrativo europeu, este não deixará de ser um domínio altamente arriscado para os investidores e especialmente exigente para as entidades administrativas⁴¹.

É importante lembrar, que os *procedimentos transnacionais* não são uma novidade no contexto do denominado direito administrativo europeu. Obedecendo a figurinos diversos, estes procedimentos são comuns em áreas como a *avaliação de impacte ambiental transfronteiriça*, a introdução de alimentos no mercado europeu, ou a emissão de licenças de transporte de passageiros e de mercadorias que atravessem mais do que um Estado-membro. Apesar do carácter especialmente célere e simplificado que a Comissão pretende imprimir aos procedimentos de licenciamento dos *PIC*, sublinhando o interesse público das infraestruturas a construir, o Regulamento prevê expressamente a obrigatoriedade de utilização dos instrumentos da Convenção de Aarhus, da Convenção de Espoo sobre impactes transfronteiriços, recebidos pelo direito europeu na Directiva 2011/92/EU, a qual está em fase de transposição para o direito nacional (novo regime jurídico da AIA)⁴², bem como da Directiva 2001/42/CE (avaliação ambiental estratégica), o que é revelador da preocupação da Comissão em integrar destes proce-

⁴¹ Pense-se na circunstância de um contrato em especial, que deve seguir a modalidade de *Design-Built-Finance-Maintain*, no qual os investidores tenham que esperar mais do que 1 ano, e que os obrigue a procurar, por essa razão, novos financiadores, como é que uma tal circunstância pode ser compaginada com as exigências da contratação pública, ou mesmo como é que são resolvidos os litígios em matéria de interpretação do que deva considerar-se “fundamentação suficiente” e ou “atraso justificado” (DRIESSCHE: 2013).

⁴² A subordinação a estes regimes não inviabiliza a fixação de regras de racionalização e simplificação de procedimentos também nesta matéria, em especial no que se refere ao licenciamento de instalações eólicas e de pequenas centrais produtoras. Já no que respeita à participação e consulta pública *n.* artigo 9.º e Anexo VI do Regulamento 347/2013.

dimentos no âmbito dos melhores *standards* internacionais ambientais e de saúde pública⁴³.

Acresce que, na prática, a implementação em concreto deste tipo de projectos não se revela simples, sobretudo se atentarmos na dificuldade que existe em *determinar um nível adequado para a decisão administrativa* (municipal, regional, estadual, europeu) ou mesmo em conceber procedimentos multinível que neutralizem os conflitos de atribuições e competências entre os diversos níveis de administração dentro dos Estados-membros (sobretudo os de estrutura federal) ou mesmo os conflitos de interesses entre os “actores regionais” do sector eléctrico. Estes são os desafios mais recentes lançados ao *princípio da subsidiariedade* e também os riscos mais evidentes para o sucesso do modelo.

Um exemplo desta dificuldade é precisamente o procedimento de implementação da *Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz* (NABEG), de 28.07.2011⁴⁴. Uma lei que tem sido objecto de enorme discussão da Alemanha e que muitos autores consideravam até que não chegaria ao fim do processo legislativo, mas que foi aprovada pelo *Bundesrat* no dia 6 de Junho. Nela se inclui o plano federal para a reforma da rede eléctrica nacional, do qual constam 36 projectos, incluindo a construção de novas redes e a reforma de redes existentes⁴⁵.

Este projecto ambicioso e excepcional do Governo Alemão, considerado essencial para a promoção das políticas da Federação em matéria de eficiência energética e de expansão das energias renováveis (a *Energiewende*⁴⁶), é acompanhado de um conjunto de polémicas medi-

⁴³ As orientações da Convenção de Espoo estão, de resto, a ganhar cada vez mais força jurídica no plano internacional, como atenta a recente decisão *Pulp Mills on the River Uruguay (Arg. v. Uru.)*, 2010 I.C.J. (Apr. 20), que condenou o Uruguai pelo facto de aquele país ter licenciado duas fábricas de celulose sem respeitar os procedimentos ambientais a que se encontrava obrigado por força do estatuto do Rio Transnacional, designadamente em matéria de consulta e participação da Argentina no procedimento de avaliação de impacto ambiental, causando assim não só prejuízos ambientais ao país vizinho, mas igualmente à Comunidade Internacional.

⁴⁴ Um instrumento que sucede à *Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz*, de 2006, posteriormente “substituída” pela *Energieleitungsbaugesetz (EnLAG)*, de 2009, que tinha “transposto” para o ordenamento jurídico alemão as já mencionadas orientações TEN-E 2006. A NABEG apresenta-se, contudo, como um instrumento legislativo mais inovador, que tem como marca principal a centralização do planeamento deste projectos, coarctando, assim, os poderes dos Länder (KÜHNE: 2012; APPEL / BURGHARDT: 2013).

⁴⁵ Cf. DENA Grid Study II (disponível em <<http://www.dena.de>>).

⁴⁶ A modificação do modelo energético alemão (*Energiewende*), inspirada pela “era pós-Fukushima”, consiste num pacote legislativo, aprovado em 2011, que para além das modificações na lei da energia nuclear (*Atomgesetz*), engloba ainda modificações legislativas na lei da energia (*EnWG*), no regime lei da edificação (*Baugesetzbuch*), na lei do fundo federal para a energia e o clima (*Gesetz zur Errichtung eines Sondervermögens “Energie- und Klimafonds*

das de simplificação administrativa: *i*) o *Tribunal Administrativo Federal de Leipzig* é a única instância de recurso para todo o contencioso que envolva os referidos 36 projectos; *ii*) a *Bundesnetzagentur* será a única entidade com competência para promover e aprovar o planeamento das redes energéticas, bem como para emitir os licenciamentos necessários a projectos que atravessem mais do que um Estado ou tenham carácter transnacional; *iii*) os procedimentos centram-se em avaliações de natureza técnica e no princípio da eficiência, neutralizando interferências de natureza política.

As críticas e as dúvidas de constitucionalidade do NABEG têm sido muitas na doutrina alemã, dividindo-se os autores entre aqueles que realisticamente explicam que este é um domínio de competitividade que não se compadece com decisões paroquiais⁴⁷ e os que afirmam a impossibilidade de a “directção/governo de políticas públicas se poder sobrepor à divisão de poderes prevista na Constituição”. A *Corte Costituzionale Italiana*, já chamada a pronunciar-se em casos semelhantes, não considerou inconstitucionais as soluções consagradas no *Decreto Legislativo n. 387 de 2003* (com as actualizações de 2011)⁴⁸, diploma que transpõe para o ordenamento jurídico italiano as directrizes europeias em matéria de simplificação e aceleração de procedimentos⁴⁹.

2. A produção distribuída e as redes inteligentes

Todas estas modificações trazem igualmente desafios relevantes à própria evolução complexa na regulação do sistema eléctrico, em especial no que respeita à remuneração pelas actividades de gestão das redes, seja no transporte, seja na distribuição, embora por razões distintas.

– EKF_G), e a lei de aceleração e expansão das infraestruturas (*Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz – NABEG*), profundamente associada à revisão da lei das energias renováveis (*EEG 2012*) – para uma visão geral da reforma *n.* MÜLLER: 2013; BEVERIDGE / KERN: 2013.

⁴⁷ Cf. Calliess / Dross: 2012.

⁴⁸ Na *sentenza n. 224 de 2012*, o Tribunal Constitucional italiano considera ilegítimas as normas da *Regione autonoma Sardegna* por desrespeitarem as orientações legais em matéria de simplificação e aceleração de procedimentos.

⁴⁹ Todavia, o mesmo tribunal, na *sentenza n. 136 de 2012*, considerou inconstitucional o art. 30/1 e 3 do *decreto-legge 6 luglio 2011, n. 98*, na redacção dada pela *legge 15 luglio 2011, n. 111*, segundo o qual, com o objectivo de acelerar o programa da Agenda Digital Europeia, a estratégia para a dinamização das redes de banda larga e ultra-larga seria estipulada pelo Governo, sem observância do princípio da subsidiariedade da lei italiana. Sobre este tema *n.* Vergotini: 2013.

Por um lado, proliferam os planos de expansão de novas instalações de produção de energia eléctrica em grande escala (sobretudo a produção eólica *offshore*⁵⁰ e a produção solar e termo-solar em zonas onde o solo tem custos de oportunidade mais reduzidos, como é o caso do mar ou do Deserto) e de ambiciosos planos em matéria de interligações e redes de transporte que permitirão fazer chegar a energia aí produzida onde ela é necessária. Mas a estratégia não se esgota aqui e passa também pelo desenvolvimento da *produção descentralizada* e das *redes inteligentes*⁵¹, no contexto do aproveitamento e dinamização da micro-produção e da micro-cogeração, aliadas à mudança de atitude dos consumidores, que devem assumir um novo papel no contexto do mercado.

Duas palavras breves para explicar um pouco melhor a segunda parte do novo modelo. Trata-se de desenvolver as denominadas *micro-redes* e de incentivar os consumidores a transformarem-se em microprodutores, o que significará a multiplicação de novos agentes e de novos mercados (os mercados da comercialização em baixa tensão nas “*local control areas*” e “*unlock isolated areas*”), onde o preço se pretende que venha a ser fixado segundo um esquema de *real price timing*, através da mediação de um sistema de computação, no qual os consumidores/produtores se limitam a “delegar” em instrumentos automatizados a “*boa gestão*” da economia da sua energia⁵². Uma solução que salvará o carro eléctrico (as grandes baterias de que os consumidores disporão para gerir a procura) com todas as implicações que isso representará em matéria ambiental e, conseqüentemente, fiscal. Sem esquecer digamo-lo apenas de modo enunciativo, os muitos problemas que este sistema representa em matéria de protecção de dados e de preservação da reserva da intimidade da vida privada. Serão necessários diversos e avultados investimentos não só em redes de transporte, mas também em tecnologia de armazenamento e de computação do sistema para a criação dos “novos mercados”.

Se estes mercados vierem a funcionar de forma eficiente, não

⁵⁰ No caso alemão, segundo declarações dos Governo, espera-se um forte desenvolvimento do sector, na sequência das medidas adoptadas com o terceiro pacote da energia, onde se incluem novas regras para a produção eólica *offshore* e também medidas concretas para o desenvolvimento das infraestruturas que permitem transportar a energia produzida, visando assim tornar o país auto-suficiente em matéria de produção de energia eléctrica (ZIMMER *et alii*: 2013).

⁵¹ Sobre *smart grids* no contexto da política energética europeia *v.* Girodano *et alii*: 2011.

⁵² V. RØNNE: 2012 e KOPSAKANGAS-SAVOLAINEN / SVENTO: 2012.

só é esperada uma redução dos preços finais da electricidade, como ainda uma melhoria significativa na redução da dependência energética, pois se o primeiro eixo da reforma – grandes centrais de produção – fornece muita energia a baixo custo a partir de FER, o segundo – da produção distribuída e das redes inteligentes – poderá só contribuir para a sustentabilidade geral do sector (reforçando o primeiro eixo), como ainda, graças à modificação dos veículos utilizados no transporte (onde passará a existir uma quota significativa de veículos eléctricos), para uma redução do consumo de combustíveis.

IV. OS INSTRUMENTOS DE FINANCIAMENTO DA NOVA POLÍTICA

Para o financiamento do pacote para a expansão das infraestruturas de rede (2011), que prevê um investimento de € 1 bilhão de euros em redes energéticas, dos quais €200 mil milhões serão destinados a redes de transporte de electricidade e gás⁵³, a Comissão Europeia lançou, em 2012, a *Europe 2020 Project Bond Initiative* (PBI). Na verdade, só esquemas de financiamento adequados garantirão o cumprimento da *Estratégia Europa 2020* e dos seus objectivos climáticos e de eficiência energética⁵⁴.

A PBI é uma iniciativa que pretende alavancar o financiamento de projectos prioritários⁵⁵ através de *instrumentos financeiros*, fomentando uma maior participação dos investidores privados no mercado de capitais que sustenta tais projectos. Geralmente, os investimentos em infraestruturas, não obstante ligados a monopólios naturais e a uma taxa de retorno estável (especialmente quando a remuneração do investidor é feita em função da *disponibilidade* e não da *procura*), obtêm uma classificação não muito atractiva (BBB- ou BB+) quanto ao risco do crédito. Antes da crise financeira, a alavancagem desta classificação era feita através dos “*monoliners*”. Com o desaparecimento destes e em face da relutância dos bancos em comprometerem-se em projectos de longo-prazo, o mercado financeiro deixou de fornecer soluções que permitissem melhorar o risco dos projectos de infraestruturas, razão

⁵³ V. o considerando 15 do Regulamento n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2013.

⁵⁴ V. o considerando 3 do Regulamento n.º 670/2012 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de Julho de 2012.

⁵⁵ Estes projectos são os projectos de interesse comum, no âmbito da RTE-T e da RTE-E.

pela qual, face à necessidade de atrair os investidores institucionais, a UE lançou a PBI (VAN DRIESSCHE: 2013, 63). Ou seja, a PBI assenta numa estratégia de “*credit enhancing*”, pois visa reduzir o nível de risco associado ao crédito para investimentos em infraestruturas, catalisando, assim, a participação dos investidores institucionais, tais como fundos de pensões ou seguros de vida⁵⁶.

Tal estratégia passa pela emissão, pela empresa gestora do projecto, de obrigações senior (*senior bonds*), de *rating* elevado porque suportadas por uma *tranche subordinada* (*subordinated instrument*), financiada maioritariamente pelo Banco Europeu de Investimento (BEI). Esta *tranche* opera como uma *mezzanine*, porquanto a *tranche* sénior só assumirá as perdas após o esgotamento da *tranche* subordinada⁵⁷, e pode consistir tanto num instrumento de dívida fornecido pelo BEI (*funded credit enhancing*), como numa linha de crédito prestada por este último ao longo do tempo de vida do projecto (*unfunded credit enhancement*). Em todo o caso, o financiamento prestado pelo BEI não deve exceder 20% do valor da dívida principal emitida⁵⁸.

A PBI pressupõe uma fase piloto, lançada ainda em 2012 e disciplinada pelo Regulamento n.º 670/2012 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de Julho de 2012, que deverá financiar alguns projectos, contando para o efeito com o orçamento de 2012 e 2013 afecto aos actuais programas nos sectores abrangidos⁵⁹, que, no caso da energia, se fica pelos 10 milhões de euros. Caso seja bem sucedida, a PBI avançará para o orçamento plurianual de 2014-2020, passando aí a dispor de recursos bem mais elevados a ajuizar pelos montantes envolvidos na *Connecting European Facility* (CEF)⁶⁰.

⁵⁶ Esta definição está em consonância com aquela contida no artigo 2.º, ponto 14, do Regulamento (CE) n.º 680/2007, alterado pelo Regulamento n.º n.º 670/2012 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de Julho de 2012, que define um “instrumento de partilha de riscos para obrigações destinadas ao financiamento de projectos” como “*um instrumento conjunto da Comissão e do BEI que proporciona valor acrescentado enquanto participação da União, abrange os investimentos não óptimos em que os projectos não obtêm financiamento adequado no mercado e proporciona adicionalidade, complementando ou atraindo financiamentos dos Estados-membros ou do sector privado (...)*”.

⁵⁷ V. GANDRA MARTINS et alii: 2009, 53.

⁵⁸ V. o documento oficial do BEI, *An outline guide to Project Bonds Credit Enhancing and the Project Bond Initiative*, disponível em <http://www.eib.org/attachments/documents/project_bonds_guide_en.pdf>.

⁵⁹ V. o considerando 11 do Regulamento n.º 670/2012 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de Julho de 2012. A contribuição da UE para estes projectos deve ser autorizada até 31 de dezembro de 2013, e a sua aprovação pelo BEI deverá ocorrer até 31 de dezembro de 2014.

⁶⁰ Sobre a CEF, v. <http://europa.eu/rapid/press-release_IP-11-1200_en.htm?locale=en>.

Trata-se de um instrumento que exigirá uma coordenação entre as entidades adjudicantes, às quais caberá determinar se o projecto em causa num dado concurso público é susceptível de ser financiado através da PBI, e o BEI, que, em caso de resposta positiva, deverá avaliar as propostas apresentadas antes da fase de negociação ou da adjudicação do contrato (VAN DRIESSCHE: 2013, 63)⁶¹.

V. A PROTECÇÃO DOS INVESTIDORES NESTE CONTEXTO ARRISCADO

A necessidade de dar cumprimento às metas vinculativas introduzidas pela Directiva 2009/28/CE no sector da produção de energia a partir de fontes renováveis, aliada ao contexto de crise económico-financeira de que a União Europeia tarda em emergir, vêm convertendo a protecção da confiança do investidor num *hot topic*, com refracção jurisprudencial na generalidade dos Estados-membros e no próprio TJUE. Tais refracções ameaçam tornar-se ainda menos “domésticas” se se pensar no recente florescimento do direito do investimento estrangeiro e da arbitragem do investimento, e no facto de quer a União Europeia, quer os Estados-membros serem partes contratantes do Tratado da Carta da Energia, que integra um conjunto de *standards* típicos em matéria de protecção do investimento estrangeiro.

Assim sendo, tudo está em saber quais os factores que explicam esta relação quase simbiótica entre a matéria das energias renováveis e a protecção da confiança dos investidores (1), tentando evidenciar as respostas que os direitos nacionais e o direito europeu vêm dando ao problema (2), e alertando para aquilo que o direito do investimento estrangeiro pode introduzir na equação (3), caso os seus *standards* sejam convocados, como já foram, e utilizados na resolução dos litígios entre os Estados de acolhimento e os investidores “verdes” (*green investors*).

Em teoria, qualquer alteração regulatória introduzida pelos legisladores nacional ou comunitário no domínio da energia pode lesar a confiança dos investidores do sector. Mais, esse potencial lesivo é intrínseco ao próprio modelo de mercado, visto que com a liberalização e privatização dos serviços de interesse económico geral, a regulação

⁶¹ V. também as orientações fornecidas pelo BEI, no documento oficial intitulado *Financing PPPs with project bonds*, de Outubro de 2012, disponível em <<http://www.eib.org>>.

económica (em sentido estrito) surge como a principal *ferramenta* do Estado em domínios agora povoados pelos investidores privados.

É caso para perguntar, então, o que explica que, no sector das renováveis, este problema assuma contornos particularmente relevantes, ou, por outras palavras – porventura mais incisivas – quais as razões da especial *vulnerabilidade* dos investimentos “verdes” (*low-carbon investments*) relativamente aos riscos de regulação.

Ora, sucintamente, o que se passa é que, atenta a desvantagem competitiva da energia produzida a partir de fontes renováveis, o investimento privado só chegará ao sector quando devidamente “incentivado” por medidas dos poderes públicos. Vale por dizer que os regimes de apoio implementados pelo legislador são condição *sine qua non* da própria decisão de investir (a); e que, tratando-se de investimentos intensivos em termos de capital, a previsibilidade e estabilidade do ordenamento sectorial asseguram ao investidor a amortização do investimento efectuado e uma taxa de retorno que garanta a respectiva *viabilidade produtiva* (b)⁶².

Por outro lado, a Directiva 2009/28/CE não introduziu um regime de apoio único, continuando, portanto, a incumbir aos Estados a selecção do esquema regulatório que considerem mais eficiente. Estes poderão, no entanto, nos termos do artigo 11.º daquele normativo, instituir *regimes de apoio conjuntos*, de modo a permitir que uma certa quantidade de energia produzida a partir de fontes renováveis no território de um Estado-membro possa contar para o “*objectivo global nacional*” de outro Estado-membro. De facto, a matéria dos regimes de apoio continua a ser objecto de permanente *experimentação*: enquanto alguns Estados-membros investem no regime dos certificados verdes (caso da Suécia e da Noruega), outros optam pela sua remoção (caso da Itália); e mesmo de entre os Estados-membros que enveredaram por esquemas de *feed-in-tariff* e *feed-in-premium*, destacam-se aqueles que ensaiam a redução do *deficit tarifário* (casos de Portugal e Espanha), e aqueles que decidiram recentemente o congelamento do aumento do sobrecusto das renováveis (caso da Alemanha) enquanto estudam alternativas mais eficiente para o sector.

Esta experimentação e permanente ajustamento em matéria de

⁶² Como veremos, o conceito de viabilidade produtiva assume, no domínio do investimento estrangeiro, um significado preciso e de primordial importância, pois delimita as situações reconduzíveis a uma *expropriação indirecta*. Sobre o tema, v., em especial, NIKIEMA: 2012.

regimes de apoio justifica-se por um conjunto de razões. Desde logo, parte dos regimes de apoio – sobretudo o *feed-in-tariff* e o *feed-in-premium* – implicam um custo elevado que, de uma forma ou de outra, acabará por repercutir-se ou sobre os consumidores de energia ou sobre os contribuintes. Daí que sejam de delinear e adoptar as soluções mais *eficientes*, tomando medidas quando os incentivos implementados conduzam a uma situação de *sobre-retorno* em benefício dos operadores económicos. A isto acresce o contexto de crise económico-financeira, em que os constrangimentos orçamentais impedem os Estados de perpetuar o financiamento do *deficit* tarifário, demandando a progressiva internacionalização, pelos investidores, dos custos tecnológicos e económicos em que se verte a desvantagem competitiva das energias renováveis.

Em face do exposto, o risco regulatório assume, em matéria de investimento em renováveis, papel preponderante: a eliminação ou redução da tarifa ou prémio, a limitação ou redução de benefícios fiscais, a emissão de menos certificados verdes – são factores *cruciais* na estratégia comercial urdida pelos investidores “verdes”.

O *acquis communautaire* em torno do princípio da protecção da confiança teve um efeito estabilizador na jurisprudência dos Estados-membros sobre o tema, de tal forma que hoje, não obstante os fundamentos por vezes dissemelhantes, aqueles não deixam de guiar-se por critérios comuns na aproximação ao problema.

Esse *acquis communautaire* traduz-se numa jurisprudência alicerçada fundamentalmente em quatro ideias-chave: um *threshold* bastante elevado quando se trata de avaliar a *legitimidade* das expectativas, de onde emerge uma espécie de “*investidor-hércules*”, qual *operador prudente e avisado*, capaz de tudo antecipar e dotado de um conhecimento profundo sobre as estratégias das instituições europeias (1); uma forte ênfase no *amplo poder de apreciação* de que a União dispõe em certas matérias, onde os constantes ajustes na regulação do mercado tornam impossível o crescimento de qualquer expectativa *legítima* (2); reforço do peso da confiança do privado quando fique demonstrado que as instituições europeias incentivaram o investidor e dessa forma condicionaram a estratégia comercial seguida (3); finalmente, a *prevalência sistemática do interesse da União* – leia-se, mesmo quando fique cabalmente demonstrada a legitimidade da expectativa do operador económico - assente num critério económico de ponderação, que tome em atenção o custo económico que a protecção das expectativas representará no quadro da

construção da União (4)⁶³.

Assim, no caso *Plantanol*⁶⁴, o TJUE foi chamado a apreciar, à luz do princípio da protecção da confiança, a validade de uma disposição contida no direito alemão pela qual se revogava uma isenção fiscal em benefício de biocombustíveis produzidos a partir de óleo vegetal antes do termo inicialmente previsto. Considerou o tribunal que a supressão da isenção fiscal se afigurava *antecipável* por um operador *prudente e avisado*, tanto mais que a própria Directiva 2003/96 previa o reexame, pelas autoridades nacionais, dos benefícios concedidos, a fim de assegurar que estes não conduziam a uma situação de *sobrecompensação* dos operadores.

Também os tribunais espanhóis, chamados a apreciar as alterações ao regime de produção de energia eléctrica em regime especial (especialmente no sector das fotovoltaicas), produzidas pelo Real Decreto 1565/2010, de 19 de Novembro, chegariam a conclusão semelhante⁶⁵, salientando dois pontos importantes: a eliminação do risco comercial que a adesão ao sistema de tarifa regulada acarreta deve ter como contrapartida a possibilidade de alteração administrativa das condições de remuneração (a); não obstante “incentivados” ou “induzidos” pelo regime de apoio inicialmente vigente, os investidores não podiam desconhecer a necessidade de os poderes públicos reagirem às novas circunstâncias e à alteração dos dados económicos de base (b); em todo o caso, o regime de apoio mantém-se conforme ao “*principio de rentabilidad razonable*”, pois os investidores não deixam de auferir uma remuneração razoável face aos investimentos realizados (c).

O caso *Friends of the Earth*, dirimido pelos tribunais ingleses a propósito de modificações introduzidas pelo Governo no *FIT scheme* da energia fotovoltaica, muito embora não tenha abordado a questão da protecção da confiança dos investidores⁶⁶, não deixa, porém, de contribuir para o tema em discussão. Assumindo que em causa estava uma disposição retrospectiva, que almejava produzir efeitos relativamente a instalações já autorizadas, o tribunal salientaria que “*it would be curious to contemplate a statutory provision which envisages a scheme for financial incentives to*

⁶³ V., sobre o tema, v., entre outros, CRAIG: 2001, 49, THOMAS: 2000, CALMES: 2001, e MASSERA: 2007, 285.

⁶⁴ V. o processo C-201/08.

⁶⁵ V., entre outras, a sentença do Tribunal Supremo n.º 7406/2012, de 21 de Novembro de 2012.

⁶⁶ A existência de um princípio da segurança jurídica e da protecção da confiança no direito inglês ainda é um tema sujeito a alguma controvérsia, como, aliás, evidencia a doutrina (v., entre outros, THOMAS: 2000).

capital investment to encourage small-scale electricity generation in which the return could be varied once the capital expenditure had been incurred”.

É provável que outros casos surjam no futuro, seja em Itália, onde o sector das fotovoltaicas sofreu alterações expressivas com a entrada em vigor do decreto legislativo n.º 28/2011, de 3 de Março (MARZANATI: 2012, 529; COZZOLINO: 2012), seja em Portugal, onde a Portaria n.º 140/2012 veio instituir um novo regime remuneratório para a cogeração, que parece comprometer a amortização dos investimentos já efectuados, seja na Alemanha, onde actualmente se estudam alternativas ao modelo de financiamento vigente.

O périplo empreendido permite concluir que na apreciação da questão jurídica em causa os tribunais europeus e nacionais tendem a adoptar um critério exigente no que respeita ao apuramento da legitimidade das expectativas do investidor, associado a um *princípio-travão*, que vem a ser o *princípio da taxa de retorno razoável*. O exacto conteúdo e amplitude deste princípio ainda está por determinar, muito embora o conceito de *viabilidade económica*, comum na jurisprudência da arbitragem do investimento a propósito da *expropriação indirecta*, possa aduzir contributos importantes.

Sucede, no entanto, que os tribunais europeus e nacionais não são os únicos *loci* onde pode ser apreciada a validade das alterações introduzidas nos regimes de apoio às renováveis. Isso mesmo demonstra o caso *Nykombs v. Lituânia*, que opôs a Lituânia a uma empresa sueca que investira no sector da cogeração, em virtude de uma alteração do regime de apoio. O consentimento para o recurso à arbitragem fundou-se no Tratado da Carta da Energia (TCE).

Esta está longe de ser uma hipótese meramente *teórica*, atento o conceito de *investimento estrangeiro* que vem sendo adoptado na jurisprudência arbitral. Com efeito, esta vem admitindo de forma reiterada que as acções que investidores estrangeiros detenham em sociedades sediadas no Estado de acolhimento sejam tidas como “*investimento*” para efeitos de protecção pelo tratado bilateral ou multilateral de investimento em causa⁶⁷ e para efeitos de recurso aos mecanismos de

⁶⁷ Como é sabido, os tratados de investimento integram geralmente a sua própria definição de “investimento”, através de uma enumeração ampla e não exaustiva dos vários tipos de investimento protegidos. Esta definição vem gerando problemas de distinção entre o investimento propriamente dito e outras formas de propriedade ou actividade económica, tanto mais que os tribunais constituídos no âmbito do ICSID têm vindo a desenvolver uma noção autónoma de “investimento” para efeitos do artigo 25.º da Convenção de Washington, composta por um conjunto de notas caracterizadoras que a doutrina apelida vulgarmente “*Salini test*”. Sobre o tema, v., entre outros, WILLIAMS/FOOTE: 2011, 42.

resolução de disputas neles previstos (DUARTE: 2012, 276). Deste jeito, a possibilidade de um investidor estrangeiro vir a demandar o Estado de acolhimento em razão de alterações introduzidas nos regimes de apoio às energias renováveis não está dependente de aquele controlar ou sequer deter a totalidade da empresa-veículo do investimento.

Depois, a emergência de certas economias na cena mundial e a expansão dos tratados multilaterais de investimento não deixaram de se repercutir nos fluxos de capital tradicionais. Concretizando: numa primeira fase, os tratados bilaterais de investimento eram geralmente celebrados entre países desenvolvidos e países em vias de desenvolvimento, isto é, entre países tendencialmente exportadores e importadores de capital, respectivamente, circunstância que obstava a que os Estados-membros da UE pudessem ser demandados no âmbito de um litígio de investimento. Este quadro está hoje, porém, em franca decadência, não só porque as economias desenvolvidas se assumiram como partes contratantes de vários tratados multilaterais de investimento (*v.g.*, NAFTA, TCE, ASEAN), mas também porque o contexto de crise económica estimula a necessidade de captar investimento, algum dele proveniente de economias emergentes, aumentando, assim, a probabilidade de um Estado-membro da UE poder ser parte de um litígio arbitral.

A questão é, porém, mais intrincada do que aquilo que estas curtas linhas deixam transparecer. Com efeito, com a entrada em vigor do TFUE, a matéria do investimento estrangeiro directo (FDI) passou a integrar o âmbito da política comum de comércio externo, uma matéria de competência exclusiva da UE (*v.* artigos 3.º e 207.º do TFUE)⁶⁸⁶⁹.

⁶⁸ O artigo 207.º, n.º 1, do TFUE tem a seguinte redacção: “*A política comercial comum assenta em princípios uniformes, designadamente no que diz respeito às modificações pautais, à celebração de acordos pautais e comerciais sobre comércio de mercadorias e serviços, e aos aspectos comerciais da propriedade intelectual, ao investimento estrangeiro directo, à uniformização das medidas de liberalização, à política de exportação, bem como às medidas de defesa comercial, tais como as medidas a tomar em caso de dumping e de subsídios. A política comercial comum é conduzida de acordo com os princípios e acção externa da União.*”

⁶⁹ Antes, porém, da entrada em vigor do TFUE, já se detectavam vários problemas no que respeita à relação entre o direito europeu e o direito internacional do investimento estrangeiro, motivados sobretudo pela adesão de novos Estados. Isto porque a UE já gozava de competência exclusiva quanto a uma série de matérias pertinentes para o investimento, designadamente a política comercial comum e a celebração de acordos comerciais, e a introdução de medidas restritivas quanto à circulação de capitais entre Estados-membros e Estados terceiros (*v.* os artigos 56.º, 57.º, 58.º e 59.º do TCE, actualmente os artigos 63.º, 64.º, 65.º e 66.º do TFUE). Tais problemas acentuaram-se no caso *Eastern Sugar v. República Checa*, que opôs uma empresa produtora de açúcar, sediada nos Países-Baixos, à República Checa, a propósito de uma série de medidas administrativas e legislativas

O mesmo é dizer que, em matéria de investimento estrangeiro directo, a competência legislativa pertence unicamente às instituições da União, sem interferência dos governos ou parlamentos nacionais, e que estes deixam de poder intervir na negociação dos acordos internacionais que toquem tal matéria (MOREIRA: 2012, 586).

Ora, subsistem dúvidas na doutrina quanto ao âmbito das competências exclusivas da UE em matéria de investimento estrangeiro directo⁷⁰. Certo é, ainda assim, que de fora de tais competências fica o chamado *portfolio investment*, isto é, o investimento estrangeiro que não implica a intenção, por parte do investidor, de entabular uma ligação de longo-termo no Estado receptor, como ocorre, por ex., com uma pretensão contratual ou com direitos emergentes da propriedade intelectual (MOREIRA: 2012, 585). Significa isto, portanto, que em matéria de *portfolio investments*, a UE pode celebrar acordos internacionais com Estados terceiros, mas deverá fazê-lo com a participação de todos os Estados-membros, já que aquele é um tópico que não entra na sua competência exclusiva.

Contudo, as instituições europeias não emanaram qualquer *regime transitório*, ou seja, um conjunto de disposições que regulasse a situação dos tratados de investimento já celebrados ou que disciplinassem o sector até à celebração, pelos órgãos competentes, dos acordos internacionais pertinentes. Esta situação alterou-se com a emanação do Regulamento n.º 1219/2012, do Parlamento e do Conselho, de 12 de Dezembro de 2012, que *estabelece disposições transitórias para os acordos bilaterais entre Estados-membros e países terceiros*⁷¹. Este regulamento vem estabelecer as condições verificadas as quais é possível a um Estado-membro manter o tratado de investimento celebrado com um Estado terceiro ou mesmo entabular negociações para celebração de um tratado de investimento com um Estado terceiro⁷².

por esta adoptadas no sector do açúcar. Uma das questões prévias em debate era a de saber se o tribunal arbitral constituído em virtude da cláusula de arbitragem investidor-Estado constante do artigo 8.º do BIT tinha jurisdição sobre o caso.

⁷⁰ Para um confronto entre essas posições doutrinárias, v., entre outros, BUNGENBERG: 2011, 29-42, SHAN/ ZHANG: 2011, 1049-1073, COOP: 2009, 404-419, e LECZYKIEWICZ: 2005, 1673-1686.

⁷¹ Antes mesmo da emanação deste regulamento, a posição da UE quanto aos tratados de investimento celebrados entre Estados-membros e Estados terceiros já era conhecida, constando não só das conclusões da UE no caso *Eureka v. Eslováquia*, e do Relatório da Comissão de Comércio Internacional do Parlamento Europeu, intitulado «Bilateral investment agreements between Member States and third countries: Transitional arrangements».

⁷² V. os artigos 2.º a 11.º do Regulamento.

Mais nebulosa é a situação dos tratados de investimento entre Estados-membros. Visto que o a competência exclusiva da UE em matéria de investimento estrangeiro directo está enquadrada na política comercial externa, leia-se, *extra-união*, o TFUE não trouxe, neste domínio, alterações de monta. Por conseguinte, a Comissão manteve, no caso *Eureko v. Eslováquia*, a posição que já havia sufragado quanto ao problema no caso *Eastern Sugar v. República Checa*. Tal posição sustenta, sucintamente, que os BIT celebrados entre Estados-membros devem deixar de vigorar por abrirem a porta a discriminações em razão da nacionalidade e por colocarem em causa o monopólio jurisdicional do TJUE, consagrado no artigo 344.º do TFUE⁷³. De facto, de acordo com a doutrina fixada no caso *Mox Plant*⁷⁴, o TJUE é exclusivamente competente para a resolução de litígios entre Estados-membros que estejam pelo menos parcialmente disciplinados pelo direito europeu⁷⁵, e não submissão da disputa aos tribunais europeus constitui uma violação do dever de lealdade dos Estados-membros para com a UE⁷⁶. No entanto, ao contrário do que sucedeu no caso *Mox Plant*, em que o Tribunal Permanente de Arbitragem ordenou a suspensão do processo arbitral até que o TJUE se pronunciasse sobre a sua jurisdição, nos casos *Eastern Sugar* e *Eureko* os árbitros recusaram as objecções formuladas pela Comissão e assumiram jurisdição sobre a disputa.

A este quadro há que adicionar o Tratado da Carta da Energia, um tratado internacional multilateral, cujo principal objectivo é o de “*catalisar o crescimento económico através de medidas de liberalização do investimento e das trocas comerciais no domínio da energia*”, sobretudo entre a Europa e a Ásia, contendo, para o efeito, um conjunto de standards de protecção do investimento estrangeiro. Atento o facto de quer a UE, quer os Estados-membros serem partes contratantes do Tratado, uma vez mais se coloca o problema de saber se as disposições materiais (*v.g.*, os *standards* de protecção do investimento) e adjectivas (*v.g.*, a faculdade de os investidores demandarem directamente o Estado de

⁷³ Vale a pena atentar nos parágrafos 177 e 178 da decisão final do caso *Eureko v. Eslováquia*, onde se transcreve a posição da Comissão sobre a matéria.

⁷⁴ O caso teve início em 2001, quando a República da Irlanda demandou o Reino Unido ao abrigo do artigo 287.º da *Convenção de Montego Bay*, em virtude dos danos ambientais que as instalações de reciclagem de material radioactivo (*Max* e *Thorp*) vinham causando no Mar da Irlanda.

⁷⁵ O qual dispõe, recorde-se, que “*os Estados-membros comprometem-se a não submeter qualquer diferendo relativo à interpretação ou aplicação dos Tratados a um modo de resolução diverso dos que neles estão previstos*”.

⁷⁶ Cfr. artigo 10.º, do TCE, hoje, o artigo 4.º, n.º 3, do TUE.

acolhimento através de um dos mecanismos arbitrais de resolução de disputas previstos no tratado) nele consagradas se aplicam às relações dos Estados-membros *inter se* (TJETJE: 2008, 5).

Não é este o *locus* adequado para apreciar esta questão. Sucede-se, porém, os casos em que um investidor de um Estado-membro demanda outro Estado-membro lançando mão da cláusula arbitral contida no artigo 26.º do TCE⁷⁷. A reacção da União Europeia tem sido, para já, a de solicitar a participação no processo arbitral enquanto *amicus curiae* (BJORKLUND: 2012, 310; KNAHR: 2012, 335), mas esta pode tornar-se, no futuro, uma solução notoriamente insuficiente. Acresce que a doutrina *Mox Plant* apenas poderá ter reflexos nestes casos se devidamente adaptada, não só porque a UE é parte contratante do TCE, mas também porque o argumento fundado no princípio da cooperação leal perde peso a partir do momento em que o desencadeamento do litígio parte de um investidor privado e não de um Estado-membro.

Espera-se, com efeito, que se registre um aumento destes casos em virtude dos mecanismos de cooperação previstos na Directiva 2009/28/CE, concretamente, os projectos conjuntos entre Estados-membros e os regimes de apoio conjuntos⁷⁸, quando envolvam investimento “estrangeiro” (*intra-UE*) relativamente ao Estado-membro de acolhimento⁷⁹. Na verdade, o contencioso que daqui possa resultar⁸⁰ exacerbará as questões jurídicas envolvidas, na medida em que se antecipa que os tribunais arbitrais constituídos ao abrigo do TCE tenderão a não recusar jurisdição sobre os litígios, aplicando o direito do investimento estrangeiro, não obstante isso poder contender com o cumpri-

⁷⁷ Foi o que ocorreu nos casos *Vattenfall v. Alemanha*, *AES Summit v. Hungria*, *Electrabel v. Hungria*, *Plama Consortium v. Bulgária*, *Micula v. Roménia* e *Mercuria Energy v. Polónia*, disponíveis em <<http://www.italam.com>>.

⁷⁸ V. os artigos 7.º a 11.º da Directiva 2009/28/CE.

⁷⁹ Alguma doutrina impugna a viabilidade destes esquemas, bem como o seu possível contributo para as metas vinculativas fixadas pela Directiva. É o caso de MICHAEL WALDNER, “How is the lack of harmonized support scheme in the Directive 2009/28/EX likely to affect the achievement of the renewable energy targets?”, disponível em <<http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/>>, que desconfia da disponibilidade dos Estados-membros para abdicarem dos benefícios para a economia local associados aos investimentos em energias renováveis. Destarte, para o Autor, dificilmente a opção por um mecanismo deste tipo passará uma análise custos benefícios, isto é, dificilmente a poupança a ele associada colmatará a perda de benefícios implicados pelo investimento, tais como a criação de emprego ou a inovação tecnológica. Mas a doutrina sublinha outras dificuldades, designadamente na introdução de esquemas de incentivo conjuntos, dado que os investidores do Estado com níveis de incentivos mais altos tenderão a opor-se à conjugação, e o mesmo farão os consumidores de energia do Estado com níveis de incentivo mais baixos – v. SCHRÖDER/KITZING/JACOBSEN/HANSEN: 2012, 112.

⁸⁰ Sobre estes projectos, v. supra o ponto 3.

mento dos objectivos da política europeia.

Serviram estas esparsas notas para comprovar aquilo que já havíamos antecipado *supra*: tomando em consideração o *status quo*, nada parece obstar a que as medidas adoptadas pelos Estados-membros no sector das energias renováveis, *maxime*, as alterações aos regimes de apoio, possam vir a ser escrutinadas à luz do direito internacional do investimento, e no contexto da arbitragem do investimento estrangeiro. Trata-se de uma proposição relevante, pois admite o controlo da medida estadual à luz de *outros* critérios e num fórum *desconectado* da realidade nacional e europeia.

Note-se que, sendo os Estados de acolhimento Estados-membros da UE, as vantagens que para o investidor podem advir de tal desconexão não são aquelas a que geralmente anda associada a arbitragem do investimento e que se prendem com a *desconfiança* relativamente ao sistema judicial daqueles Estados (DUARTE: 2012, 270). No entanto, atenta a matriz funcional do direito do investimento estrangeiro, que vem a ser a de promover e proteger esse investimento (KLÄGER: 2011, 126), não surpreende que a apreciação *arbitral* do problema que temos vindo a identificar assuma *fora da jurisdição europeia* algumas nuances, *porventura* de maior benefício para o investidor privado.

Não temos, pois, as certezas manifestadas por alguma doutrina, no sentido de que “*the threshold for violations of the principle of legal certainty and legitimate expectations under EU law can be considered to be higher than the threshold for breaches of (...) international investment law*” (Boute: 2012, 623). Na verdade, não valendo na arbitragem do investimento a regra do *precedente*⁸¹, é difícil discernir na jurisprudência produzida uma tendência clara e inequívoca quanto à apreciação daquele princípio. Depois, a factualidade típica de um litígio arbitral *ambiental*, ao contrário do que sucederá no domínio das renováveis, é aquela em que o investidor privado impugna uma medida estadual adoptada em virtude de imperativos de interesse público *ambiental*. Vale por dizer que, as mais das vezes, o interesse ambiental e o interesse do investidor privado são interesses antagónicos⁸², pelo que também por este motivo não é fácil

⁸¹ Isto sem prejuízo de os árbitros não pouparem referências a decisões arbitrais anteriores em busca de densidade na concretização dos *standards* constantes dos BITs – v. Kulick: 2012, 117.

⁸² Foi isso que sucedeu, por ex., nos casos *Santa Elena v. Costa Rica*, *Metalclad v. México*, *S.D. Myers v. Canadá*, *Waste Management v. México*, e *Methanex v. Estados-Unidos*, todos disponíveis em <<http://www.italaw.com>>. Daí que KULICK: 2012, 5, logo nas primeiras páginas da obra anteriormente citada, balize aquilo que designa por “public interest challenge” entre dois problemas: o problema de o direito do investimento estrangeiro, ao dar

antecipar o *sentido* das decisões arbitrais em matéria de renováveis, visto que aí o nível máximo de protecção do ambiente e tutela da confiança do investidor são interesses *concordantes*. Tal concordância reforça o peso relativo do valor “estabilidade” no contexto da ponderação dos interesses em presença.

Tendo em conta os standards de protecção do investimento constantes do TCE, é de prever que os principais problemas surjam a propósito do artigo 13.º (*expropriação*), pela possível equiparação dos cortes substanciais nos incentivos a uma expropriação indirecta ou *regulatory taking*⁸³, e do artigo 10.º (*promoção, protecção e tratamento de investimentos*), visto que a lesão da confiança legítima dos investidores pode implicar a violação do standard “*fair and equitable treatment*”.

Constituindo estas matérias objecto de amplíssimo tratamento doutrinal e jurisprudencial⁸⁴, limitar-nos-emos nesta sede a algumas reflexões *circúrgicas*.

Quanto à primeira questão, que consiste – recorde-se – na possibilidade de os cortes substanciais nos incentivos às renováveis poderem traduzir uma expropriação *indirecta*, é conveniente destacar dois aspectos. Um deles prende-se com o objecto da expropriação indirecta – o investimento – e com a questão de saber se este deve ser tido como uma *realidade coerente* ou, em alternativa, como um *agregado de direitos*, cada um deles representando um *sub-investimento autónomo* susceptível de

prevalência ao interesse dos investidores, poder fomentar o desequilíbrio relativamente a considerações de interesse público global; e ainda a circunstância de os Estados poderem abusar do interesse público global para se furtarem ao cumprimento dos compromissos assumidos para com os investidores. Já KLÄGER: 2011, 206, antecipou o problema, sustentando que o *standard FET* – e, consequentemente, a protecção das legítimas expectativas do investidor – não é necessariamente uma “ameaça” ao desenvolvimento sustentável.

⁸³ Em termos quicá algo redutores, uma expropriação indirecta pressupõe a adopção de medidas estaduais que, muito embora não se reconduzam a uma expropriação em sentido formal, por não haver transferência de propriedade, privam o investidor de utilizar e aproveitar o seu investimento de forma efectiva. SUZY H. NIKIEMA propõe uma distinção entre medidas verticais e horizontais de expropriação directa, incluindo, no primeiro grupo, as medidas estaduais que visam directamente o investimento ou o investidor estrangeiro, sem, contudo, envolverem transferência de propriedade para o Estado ou para um terceiro (por ex., a revogação ou anulação de uma licença ou autorização); e no segundo, aquelas medidas estaduais cuja finalidade é exógena ao investimento propriamente dito (por ex., crise económica ou financeira, saúde pública, segurança nacional, bem-estar), mas que alteram substancialmente as condições económicas, financeiras, ambientais ou jurídicas do investimento, retirando-lhe valor económico (por ex., uma lei que proíbe a importação de um aditivo utilizado numa indústria) – v. NIKIEMA: 2012, 24.

⁸⁴ Relativamente à expropriação indirecta, v., entre muitos outros, DOLZER: 2002, 64-93, RATNER: 2008, 475-528, BEEN/BEAUVAIS: 2003, 30-143, FORTIER/DRYMER 2005, 81-110, REISMAN/ SLOANE: 2004, 115-150, Monti: 2009, 231, DOLZER/ SCHREUER: 2008, 89-118.

expropriação (NIKIEMA: 2012, 291; BOUTE: 2012, 621). Trata-se de um problema relevante em matéria de renováveis, onde os direitos provenientes dos sistemas de incentivo emergem como condição *sine qua non* do investimento, sendo certo que alguns desses sistemas pressupõem a emissão de certificados verdes, os quais são equiparados a títulos de crédito e podem ser comercializados independentemente da energia a que se reportam (COLCELLI: 2012, 181).

Sem prejuízo de alguns desvios jurisprudenciais⁸⁵, doutrina e jurisprudência dão como assente que, constituindo um investimento um *feixe de direitos* (e de deveres), a protecção jurídica que lhe é acordada através de diversos *standards* e instrumentos jurídicos depende de uma *visão de conjunto* pela qual sejam perceptíveis as suas características nucleares: *contribuição*, *duração* e *risco*. Tal não obsta, porém, a que a afectação de um dos componentes ou direitos do investimento possa, de *per si*, consubstanciar uma expropriação indirecta, desde que – claro está – o enfraquecimento dessa *parte* aniquile ou neutralize os benefícios do *todo*, ou, por outras palavras, desde que tal componente se assumia como um “*key element*”⁸⁶ na globalidade do investimento (NIKIEMA: 2012, 293).

Entramos, assim, no segundo aspecto que pretendemos abordar em matéria de expropriação indirecta. A conclusão pela ocorrência de uma expropriação indirecta está dependente da *gravidade* da afectação sofrida pelo investimento, ou seja, exige-se que a medida estadual neutralize os benefícios do investimento ou que se traduza numa “*privação substancial*” deste (“*full or substantial deprivation*”). Admitindo que os efeitos sobre o investimento deve ser o critério determinante no apuramento da natureza expropriatória da medida estadual – e independentemente, portanto, da questão de saber se tal critério deve ser o *único* atendível⁸⁷ – sempre será necessário esmiuçar o concreto recorte

⁸⁵ V. o caso *Middle East Cement v. Egipto*, disponível em <<http://www.italaw.com>>.

⁸⁶ Ursula Kriebaum (*apud* Boute: 2012, 622) admite a cisão do investimento em vários direitos parcialmente expropriáveis, desde que tais direitos constituam elementos chave do investimento e possam ser explorados separadamente. Da junção destes dois critérios resulta que os esquemas de incentivo baseados em certificados verdes poderão ser objecto de expropriação parcial, visto que se trata de títulos de crédito transacionáveis no mercado. O mesmo não vale, porém, para os esquemas de *feed-in-tariff* ou *feed-in-premium*, que não têm uma existência autónoma relativamente ao investimento.

⁸⁷ Esta questão prende-se com aquilo que Rudolf Dolzer apelidou de doutrina dos *sole effects*, pela qual se argumenta que o critério de apuramento de uma expropriação regulatória deve ser, exclusivamente, o critério dos efeitos da medida sobre o investimento, o que exclui quaisquer outras considerações, tais como o interesse público subjacente à medida estadual, a intenção do órgão estadual ou a frustração das legítimas expectativas do

de uma *privação substancial* do investimento por forma a determinar o *grau de gravidade* a ela associado.

Nesta matéria, releva sobretudo o critério jurisprudencial do *controlo ou direcção* do investimento, nos termos do qual, não sendo necessário demonstrar a destruição cumulativa das prerrogativas da propriedade – os direitos de usar, fruir e abusar – não é possível concluir pela ocorrência de uma expropriação indirecta quando o investidor permanece no controlo do processo decisional da empresa e a gerir a sua actividade diária⁸⁸, isto é, quando aquele continua a *usar*, mesmo que com limitações, o seu investimento. A ideia é a de que a perda dos benefícios económicos associados ao investimento não é absolutamente determinante porquanto o investidor mantém a capacidade de tomar decisões e de gizar estratégias alternativas, adaptando a empresa às novas condicionantes económicas⁸⁹. Aplicado às alterações dos esquemas de incentivo às renováveis, este critério faz claudicar a equiparação à expropriação indirecta, dado que o operador conserva o seu direito de usar o seu investimento, entendido este enquanto direito de controlar a actividade desenvolvida.

Alguma doutrina e jurisprudência vêm⁹⁰, no entanto, sugerindo que o *direito de usar* o investimento não deve ser entendido apenas como um poder de controlo e direcção sobre este, mas também como um poder de dele retirar uma mais-valia económica. Neste sentido, uma expropriação indirecta tem lugar quando a empresa perde a sua *viabilidade produtiva*, isto é, *a sua capacidade de ser rentável no futuro*. Não basta, para o efeito, a constatação da perda do valor de mercado da empresa, é necessário demonstrar que ela não é capaz de produzir, no futuro, e mediante esforços razoáveis, rendimentos que a permitam tornar lucrativa (NIKIEMA: 2012, 313). Este critério, porventura mais adequado aos investimentos em energias renováveis, institui, porém, um *threshold* substancialmente elevado, cuja magnitude só excepcionalmente se revelará preenchida⁹¹. Em face das dificuldades que necessariamente se erguerão chegado o momento de demonstrar a “*inviabilidade produtiva*” do investimento, aquele conceito revelar-se-á porventura mais útil investidor. Sobre o tema, v., entre outros, DOLZER: 2012, 79, NIKIEMA: 2012, 141, e MONTT: 2009, 254.

350 ⁸⁸ V. os casos *Pope & Talbott v. Canadá* e *Nykombs v. Lituânia*, disponíveis em <<http://www.italam.com>>.

⁸⁹ V. SUZY H. NIKIEMA, *L'expropriation indirecte...*, p. 313.

⁹⁰ V. os casos *Consortium v. Marrocos*, *Metalclad v. Mexico*, *Middle East Cement v. Egipto* e *Telenor v. Hungria*.

⁹¹ Sobre o tema, v. o nosso TAVARES DA SILVA/ VICENTE: 2012, 151-156.

aquando da análise do standard “*fair and equitable treatment*”, convolvendo-se aí no *princípio da rentabilidade razoável*⁹², a que já se fez referência supra.

Na verdade, tal *standard* surge hoje reiteradamente associado à garantia de um ambiente regulatório *estável e previsível*, que permita aos investidores amortizar o investimento realizado, e à necessidade de não frustrar as *legítimas expectativas* que aqueles hajam eventualmente constituído no momento em que adoptaram a decisão de investir⁹³. Estas considerações valem sobretudo quando estejam em causa, como sucede nas energias renováveis, investimentos de *capital intensivo* e cuja rendibilidade dependa de intervenção estadual.

Visto que é a própria jurisprudência arbitral que vem aproximando o *standard FET* do princípio da protecção da confiança⁹⁴, a questão que se coloca é a de saber qual será a resposta dos tribunais arbitrais aos litígios emergentes de investimentos em energias renováveis. Atenta a dogmática em torno daquele princípio, o caso das renováveis afigurara-se verdadeiramente *paradoxal*, por uma série de motivos.

Desde logo, no quadro do direito do investimento estrangeiro, quer a jurisprudência, quer a doutrina se mostram particularmente sensíveis ao peso da incentivação estadual da decisão de investir, mormente por banda da doutrina da *confiança por indução* (PALOMBINO: 2012, 101). O mesmo é dizer que a constatação de que a confiança do investidor estrangeiro foi induzida por um incentivo estadual é um elemento da maior importância para a decisão do dissenso. Cumpre também não esquecer que desta feita os Estados de acolhimento do investimento estrangeiro são economias desenvolvidas, e não ordenamentos jurídicos tendencialmente instáveis ou em transição para um novo modelo económico. Nestes, ao maior retorno dos investimentos andar normalmente associado um maior risco regulatório, que a arbitragem do investimento vem tomando em consideração na apreciação do carácter legítimo das expectativas do investidor. Naqueles, o risco regulatório é em abstracto menor, e é-lhes geralmente assacada maior responsabili-

⁹² Este princípio relevará sobretudo na ponderação a efectuar uma vez demonstrado o carácter legítimo das expectativas do investidor, pois o peso do interesse dos investidores será tanto maior quanto mais intenso for o impacto da medida estadual adoptada. Se a gravidade de tal medida chegar ao ponto machucar a própria viabilidade produtiva da empresa, só excepcionalmente estará conforme ao princípio da proporcionalidade – v. Kulick: 2012, 169.

⁹³ V. PALOMBINO: 2012, 101, KLÄGER: 2011, 154, e PAPIRINSKIS: 2013, 112.

⁹⁴ V., entre outros, os casos *Lg v. Argentina*, *Total v. Argentina*, *EDF v. Roménia* e *Spyridon Roussalis v. Roménia*.

dade “*na busca internacional do desenvolvimento sustentável*”⁹⁵.

A isto acresce ainda que o investimento em fontes de energia alternativas converte o investidor estrangeiro num “*green investor*” e, por conseguinte, num agente de consecução das políticas europeias para o sector, promotor dos “*objectivos de desenvolvimento do milénio*” e do interesse público global⁹⁶.

No entanto, não se ignora que, não obstante os receptáculos do investimento serem economias desenvolvidas, este é um campo que vem sendo objecto de inúmeras *flutuações regulatórias*, visto que na ausência de um quadro normativo homogéneo, os Estados ensaiam ainda as estratégias jurídicas mais adequadas à prossecução das metas “verdes” a que se acham vinculados. Aliás, na ausência de um conhecimento *perfeito* sobre o sector por parte dos reguladores, existe o risco de *sobre-remuneração* do investimento e de *insustentabilidade* das políticas adoptadas, quando o nível de compensação se torne excessivo em face da *curva de aprendizagem* do sector, daí resultando ou uma sobrecarga do orçamento do Estado, ou uma sobrecarga dos consumidores de energia eléctrica⁹⁷. Cumpre sublinhar que se por vezes a instabilidade regulatória se fica a dever a uma deficiente técnica legislativa e normativa, que não desvela com clareza a motivação das opções estaduais⁹⁸, outras vezes justifica-se pela necessidade de ajustar e rever os *supostamente mais eficientes* mecanismos de mercado postos em marcha para a criação dos “Estados verdes” (M’GONIGLE/TAKEDA: 2013, 1030).

O entrelaçamento de interesses e direitos conflitantes baralha – como deve – o desfecho da ponderação casuística a efectuar. Suspeita-se, inclusivamente, que tal ponderação oscilará consoante os locais de resolução dos litígios e a matriz teleológico-normativa dos ordenamentos de direito a eles associados, tornando os problemas supra recortados, mor-

⁹⁵ De acordo com o princípio 7 da Declaração do Rio (1992).

⁹⁶ Sobre o critério de apuramento do interesse público global e o seu relevo na arbitragem do investimento estrangeiro, v. Kulick: 2012, 54.

⁹⁷ A síntese empreendida por Anatole Boue é, por isso, ainda que incompleta, certa nos pontos que sobreleva. Segundo a autora, “*the question therefore arises as to whether the specific characteristics of energy investments and the importance of regulatory stability for their financial viability justify the creation of legitimate expectations despite the common organization of the markets in which they operate and despite a history of regulatory changes*” – v. BOUTE: 2012, 680.

⁹⁸ O caso português de corte nas rendas da energia produzida a partir de cogeração, deixando de fora as *rendas excessivas* de outras fontes de produção de energia eléctrica, inclusivamente de fontes de produção menos “amigas” do ambiente e da eficiência energética, constitui um bom exemplo de deficiente motivação legislativa, bem como dos perigos associados a uma convocação abusiva do contexto excepcional de crise económica e financeira que Portugal atravessa.

mente aqueles que se prendem com a relação entre o direito europeu e o direito internacional do investimento estrangeiro, ainda mais prementes.

BIBLIOGRAFIA

- APPEL, Markus / BURGHARDT, Anna, «The New Planning Regime for the Expansion of the German Onshore Electricity Grid – A role Model for Europe?», *Renewable Energy Law and Policy Review*, 2013/1, pp. 13-31.
- BAKER, Christopher, «Dams, power and security in the Mekong: A non-traditional security assessment of hydro-development in the Mekong River Basin», *NTS-Asia Research*, Paper 8, Singapore, 2012 (disponível em <http://www.rsis.edu.sg>).
- BEEN, Vicki/Joel C. BEAUVAIS, «The global fifth amendment? Nafta's investment protection and the misguided quest for an international regulatory takings doctrine», *New York University Law Review*, vol. 78, 2003, pp. 30-143.
- BERTOLDI, Paolo / REZESSY, Silvia, «Energy Saving Obligations and Tradable White Certificates», Report prepared by the Joint Research Centre of the European Commission, Ispra, 2009.
- BEVERIDGE, ROSS / KERN, Kristine, «The Energiewende in Germany: Background, Developments and Future Challenges», *Renewable Energy Law and Policy Review*, 2013/1, pp. 3-12.
- BJORKLUND, Andreas, «The participation of sub-national government units as amici curiae in international investment disputes», *Evolution in Investment Treaty Law and Arbitration* (org. Chester Brown/Kate Miles), Cambridge, pp. 310.
- BOSELTMANN, Klaus, *The Principle of Sustainability*, Ashgate, Burlington, 2008.
- BOUTE, Anatole, «Combating Climate Change through investment arbitration», *Fordham International Law Journal*, March, vol. 35, 2012, pp. 613 e ss.
- BOUTE, Anatole, «The quest for regulatory stability in the EU energy market: an analysis through the prism of legal certainty», *European Law Review*, vol. 37, issue 6, 2012, pp. 675-692.
- BUNGENBERG, Mark, «The division of competences between the EU and its Member States in the area of investment politics», *International Investment Law and EU Law* (org. M. Bungenberg/J. Griebel/S. Hindelang), 2011, pp. 29-42.
- CALLIESS / DROSS, «Neue Netze braucht das Land: Zur Neukonzeption von Energie-wirtschaftsgesetz und Netzausbaubeschleunigungsgesetz», *JZ*, 2012/20, pp. 1002 e ss.
- CALMES, Sylvia, *Du principe de protection de la confiance légitime en droits allemand, communautaire et français*, Dalloz, 2001.
- CAMERON, Allison / WEI, Luo, «An Environmental Impact Assessment for Hy-

- dropower Development in China», *Vermont Journal of Environmental Law*, 2012, pp. 275-300.
- COLCELLI, Valentina, «La natura giuridica dei certificati Verdi», *Rivista giuridica dell'ambiente*, 2012/2, pp. 179-204.
- COOP, Graham, «Energy Charter Treaty and the European Union: is conflict inevitable?», *Journal of Energy and Natural Resources Law*, vol. 27, n.º 3, 2009, pp. 404-419.
- COZZOLINO, Gaia, «Energie rinnovabili e tutela dell'affidamento: qualche riflessione a proposito degli incentivi al fotovoltaico alla luce dei recenti sviluppi normativi», *Rivista telematica giuridica dell'Associazione Italiana dei Costituzionalisti*, n.º 1, 2012, disponível on-line.
- CRAIG, Paul, *EU Administrative Law*, 2.^a ed., Oxford, 2012.
- DECC (DEPARTMENT OF ENERGY & CLIMATE CHANGE), *Response to Call for Evidence on Renewable Energy Trading*, 2013 *Electricity Market Reform*
 _____ *Contract for Difference: contract and Allocation Overview*, 2013.
- DF (DESERTEC FOUNDATION), *Clean Power from Deserts. The DeserteC Concept for energy, water and Climate security – White Book*, 4th edition, 2008.
- DOLZER, Rudolf, «Indirect Expropriations: new developments?», *N.Y.U Environmental Law Journal*, vol. 11, 2002, pp. 64-93.
- DOLZER, Rudolf/Christoph SCHREUER, *Principles of International Investment Law*, Oxford, 2008.
- DRIESSCHE, Lothar van, «A New Legal Framework for EU Energy Infrastructure Development and Finance», *Renewable Energy Law and Policy Review*, 2013, pp. 52 e ss.
- DUARTE, Tiago, «Arbitragem ICSID e desenvolvimento económico dos Estados», *Estudos em Homenagem ao Prof. Doutor José Joaquim Gomes Canotilho*, Coimbra Editora, 2012, pp. 269-295.
- EC (EUROPEAN COMMISSION), *Identification Mission for the Mediterranean Solar Plan*, 2010.
- FORTIER, Yves/Stephen D. DRYMER, «Indirect expropriation in the Law of International Investment: I know it when I see it or caveat investor», *Asian Pacific Law Review*, vol. 81, 2005, pp. 81-110.
- GILBERTSON, Tamra / REYES, Oscar, *Carbon Trading – How it Works and Why it Fails*, 2009.
- GIORDANO, Vincenzo *et alii*, *Smart Grid projects in Europe: lessons learned and current developments*, JRC Reference Reports, European Commission, 2011.
- HAMMER, Ulf, «The Role of Energy Networks in Facilitating the Production and Use of Renewable Energy Sources in Norway», *Martha Roggenkamp et alii, Energy Networks and the Law. Innovative Solutions in Changing Markets*, Oxford University Press, 2012, pp. 205-212.
- HÄRTEL, Ines, «Energieeffizienzrecht – ein neues Rechtsgebiet?», *Natur und Recht*,

- 2011/33, pp. 825-833.
- KE, Jian, GAO, Qi, «Only one Mekong: Developing Transboundary EIA Procedures of Mekong River Basin», *Pace Environmental Law Review*, Vol. 30, N.º 3, 2013, pp. 950-1005.
- KLÄGER, Roland, *Fair and Equitable Treatment in International Investment Law*, Cambridge, 2011.
- KNAHR, Christina, «The new rules on participation of non-disputing parties in ICSID arbitration: Blessing or curse», *Evolution in Investment Treaty Law and Arbitration* (org. Chester Brown/Kate Miles), Cambridge, p. 335.
- KOPSAKANGAS-SAVOLAINEN, Maria / SVENTO, Rauli, *Modern Energy Markets. Real-Time Pricing, Renewable Resources and Efficient Distribution*, Springer, London, 2012.
- KUHLICK, Andreas, *Global Public Interest in International Investment Law*, Cambridge University Press, 2012.
- KÜHNE, Gunther, «Regulating the Extension of Electricity Networks: A German Perspective», *Martha Roggenkamp et alii, Energy Networks and the Law. Innovative Solutions in Changing Markets*, Oxford University Press, 2012, pp. 371-393.
- LECZYKIEWICZ, Dorota, «Common Commercial Policy: the expanding competence of the European Union in the area of international trade», *German Law Journal*, vol. 6, n.º 11, 2005, pp. 1673-1686.
- M'GONIGLE, Michael / TAKEDA, Louise, «The Liberal Limits of Environmental Law: a Green Critique», *Pace Environmental Law Review*, Vol. 30, N.º 3, 2013, pp. 1005-1115.
- MARZANATI, Anna, «Semplificazione delle procedure e incentivi pubblici per le energie rinnovabili», *Rivista giuridica dell'ambiente*, 2012, pp. 499-531.
- MASSERA, Alberto, «I principi generali», *Trattato di Diritto Amministrativo Europeo*, dir. Mario Chiti/Guido Greco, tomo I, 2.ª ed., 2007, pp. 285-408.
- MONTT, Santiago, *State Liability in Investment Treaty Arbitration – Global Constitutional and Administrative Law in the BIT generation*, Hart Publishing, 2009.
- MOREIRA, Vital «União mais estreita: a política de comércio externo da UE depois do Tratado de Lisboa», *Estudos em Homenagem ao Prof. Doutor Jorge Miranda*, vol. V, Coimbra Editora, 2012, pp. 575-604.
- MÜLLER, Dominik, «The Energiewende and Its Ramifications for the German Support Regime for Renewable Energies», *Renewable Energy Law and Policy Review*, 2013/1, pp. 81-89.
- NIKIEMA, Suzy H., *L'expropriation indirecte en droit des investissements*, Puf, 2012.
- PAPARINSKIS, Martins, *The International Minimum Standard and Fair and Equitable Treatment*, Oxford, 2013.
- PRITCHARD, Robert, «Out of Africa: a model for energy security in the Greater Mekong region», *International Energy Law & Taxation Review*, 2002, pp.

127-131.

- RATNER, Steven R., «Regulatory takings in institutional context: beyond the fear of fragmented international law», *The American Journal of International Law*, vol. 102, 2008, pp. 475-528.
- REISMAN, W. Michael/Robert D. SLOANE, «Indirect expropriation and its valuation in the BIT generation», *The British Yearbook of International Law*, vol. 74, 2004, pp. 115-150.
- ROBERT THOMAS, *Legitimate Expectations in Administrative Law*, Hart Publishing, 2000.
- ROLAND BERGER, *Permitting procedures for energy infrastructure projects in the EU: evaluation and legal recommendations*, 2011 (disponível on line: <http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/studies/doc/2011_ten_e_permitting_report.pdf>).
- RØNNE, Anita, «Smart Grids and Intelligent Energy Systems: A European Perspective», *Martha Roggenkamp et alii, Energy Networks and the Law. Innovative Solutions in Changing Markets*, Oxford University Press, 2012, pp. 141-160.
- SCHNEIDER, Theresa / BATTAGLINI, Antonella, «Efficiency and Public Acceptance of European Grid Expansion Projects: Lessons Learned across Europe», *Renewable Energy Law and Policy Review*, 2013/1, pp. 42-51.
- SCHRÖDER *et alii*, «Joint support schemes and efficient offshore investment: Market and transmission connection barriers and solutions», *EWEA Offshore Conference*, Amsterdam, 2011 (disponível on line).
- SHAN, Wenhua/Sheng ZHANG, «The Treaty of Lisbon: half way toward a common investment policy», *The European Journal of International Law*, vol. 21, n.º 4, 2011, pp. 1049-1073.
- TAVARES DA SILVA, Suzana/Marta VICENTE, “Equitable sacrifice and foreign investment protection: the portuguese experience”, *International Energy Law Review*, vol. 30, issue 4, 2012, pp. 151-156.
- TAYLOR, Michael / GARAGNON, Elsa, «UK energy market reform gathers momentum: Energy Bill 2012 and shale gas developments», *International Energy Law Review*, 2013, pp. 45-49.
- THORSTEN SCHRÖDER, Sascha Thorsten/Lena KITZING/Henrik K. JACOBSEN/Lise P. H. HANSEN, «Joint support and efficient offshore investment: Market and transmission connection barriers and solutions», *Renewable Energy Law and Policy Review*, 2012, pp. 112 e ss.
- TIETJE, Christian, “The applicability of the Energy Charter Treaty in ICSID Arbitration of EU National v. EU member states”, *Beiträge zum Transnationalen Wirtschaftsrecht*, heft 78, 2008, pp. 5-19.
- TUDOR, Geoffrey Graham, «The Norway-Sweden Certificate Market in Renewable Electricity: a model for the European Union?», *Texas Journal of Oil, Gas and Energy Law*, 2011-2012, pp. 261-286.
- VERGOTTINI, Giuseppe de, «Il governo delle energie rinnovabili fra Stato e regioni», in Guido Napolitano / Andrea Zoppini, *Annuario di Diritto dell'Ener-*

- gia. Regole e Mercato delle Energie Rinnovabili*, il Mulino, 2013, pp. 17-30.
- VILLAR EZCURRA, Marta, *Cambio climático, fiscalidad y energía en los Estados Unidos. Una batería de ejemplos a considerar*, Cuadernos Civitas, Thomson Reuters, 2012.
- VIÑUALES, Jorge, *Foreign Investment and the Environment in International Law*, Cambridge University Press, 2012.
- WESTON / BOLLIER, *Green Governance*, Cambridge University Press, 2013.
- WILLIAMS, David A. R./Simon FOOTE, «Recent developments in the approach to identifying an “investment” pursuant to Article 25 (1) of the ICSID Convention», *Evolution in Investment Treaty Arbitration*, Chester BROWN/Kate MILES (eds.), Cambridge, 2011, pp. 42-64.
- ZIMMER, Daniel *et alii*, «The German Offshore Transmission Grid – (finally) a Success Story?», *Renewable Energy Law and Policy Review*, 2013/1, pp. 32-40.

(Página deixada propositadamente em branco)

ENERGIA E FONTES RENOVÁVEIS.
A PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR
DE RECURSOS HÍDRICOS REVISITADA

Ana Raquel Gonçalves Moniz

Professora da Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra

**I. INTRODUÇÃO: ENQUADRAMENTO DA QUESTÃO
NO CONTEXTO DO DIREITO DAS ENERGIAS
RENOVÁVEIS**

Já em trabalho anterior revelámos a preferência pelo problema da produção de energia eléctrica a partir de recursos hídricos, tendo então privilegiado a reflexão sobre a questão dos usos do domínio público pelos particulares¹. A revisita que agora empreendemos do tema procura contextualizar a visão anteriormente empreendida no âmbito do Direito das Energias Renováveis e articulá-la com o problema mais geral da exploração de infraestruturas dirigidas ao aproveitamento de fontes energéticas de natureza não fóssil.

Assim, o debate acerca das fontes renováveis, em geral, e da produção de energia eléctrica a partir da utilização de recursos hídricos, em especial, não se podem dissociar do panorama mais amplo da evolução simultaneamente política e científica que afeta os tempos hodiernos. Com efeito, os recentes problemas económicos, sociais e ambientais incrementaram o surgimento de novos ramos jurídico-dogmáticos que, se ainda não se encontram totalmente

¹ Cf. o nosso texto «Energia Eléctrica e Utilização de Recursos Hídricos», in: *Temas de Direito da Energia*, Cadernos *O Direito* – n.º 3, Almedina, Coimbra, 2008, pp. 13 e ss.

autonomizados, se reconhecem como propiciando a emergência de princípios e regimes jurídicos inovatórios. Eis o que sucede com o Direito das Energias Renováveis ou Direito das Energias Limpas (*Law of Clean Energy*), o qual tem como mote aglutinador o conceito de *sustentabilidade*², condensado, em particular, na *eficiência* (traduzida, em primeira linha, na necessidade de redução do consumo de energia) e na *conservação* (vertida, desde logo, na diminuição da dependência relativamente às energias fósseis)³. Ora, é justamente este último propósito que preside à equação do problema que nos ocupa, num contexto em que os agentes internacionais (que operam no horizonte mundial onde ainda existem países em crescimento económico e populacional) e os legisladores nacionais demonstram uma preocupação crescente quer com o consumo energético, quer com a escassez, tendo em conta a importância estratégica da água, desde logo, para o fim primário do abastecimento público, sem perder de vista o crescente consumo potenciado pela utilização dos recursos hídricos para a produção de energia.

A utilização de energias renováveis⁴ começou por constituir

² Recorde-se, desde logo, que, nos termos sobejamente conhecidos do *Relatório Brundtland*, o desenvolvimento sustentável consiste no “desenvolvimento que satisfaz as necessidades presentes sem comprometer a capacidade das futuras gerações de satisfazerem as suas próprias necessidades” [WORLD COMMISSION ON ENVIRONMENT AND DEVELOPMENT (pres. Gro Brundtland), *Our Common Future*, 13.^a reimp., Oxford University Press, Oxford, 1991, p. 43]. Estamos, porém, diante de um conceito que possui uma densidade e uma teia de significados que ultrapassa esta noção. Por um lado, num sentido estrito mais próximo da sua génese, a noção articula-se com o Direito do Ambiente, tendo origem, logo no início do século XVIII, no âmbito da economia florestal, quando se sentiu necessidade de estabelecer condições e limites ao abate de árvores, de modo a permitir a manutenção e o crescimento das florestas (nesta acepção, o conceito invadiu progressivamente o direito da caça e das pescas) – *v.* também KLIPPEL/OTTO, «Nachhaltigkeit und Begriffsgeschichte», in: KAHL (org.), *Nachhaltigkeit als Verbundbegriff*; Mohr Siebeck, Tübingen, 2008 pp. 39 e ss., esp.¹⁶ pp. 44 e ss. Por outro lado, em sentido amplo, a sustentabilidade inclui o direito ao desenvolvimento (nomeadamente, à melhoria das condições de vida, no horizonte de um acesso justo aos recursos), a sua partilha com as gerações futuras e o estabelecimento de limites a esse desenvolvimento, impostos, desde logo, pela proteção do ecossistema, paulatinamente afetado pelo estado da técnica e da organização social – *cf.* KAHL, «Einleitung: Nachhaltigkeit als Verbundbegriff», in: KAHL (org.), *Nachhaltigkeit...*, cit., pp. 7 e ss., que seguimos de perto.

³ *Cf.*, em sentido próximo, embora não coincidente, GERRARD, «Introduction and Overview», in: GERRARD (ed.), *The Law of Clean Energy: Efficiency and Renewables*, American Bar Association, 2012, p. 1.

⁴ Sobre o conceito de energias renováveis e a destriça face a noções congéneres, *cf.*, entre nós, Carla Amado GOMES, «O Regime Jurídico da Produção de Electricidade a Partir de Fontes de Energia Renováveis: Aspectos Gerais», in: *Temas de Direito da Energia*, Almedina, Coimbra, 2008, pp. 63 e ss.; Suzana Tavares da SILVA, *Direito da Energia*, Coimbra Editora, Coimbra, 2011, pp. 100 e ss. *V.* também ORTIZ GARCÍA, «La Ciudad Solar. Soporte

uma resposta a questões económicas, e, só mais tarde, veio a estar associada a questões atinentes à sustentabilidade ambiental.

A preocupação em utilizar recursos hídricos para a produção de energia eléctrica através da construção de barragens emerge logo na primeira metade do século XX. Já em 1926, o legislador nacional salientava que o aproveitamento da “abundante energia hidráulica” existente no País se revelava decisiva para “reduzir ao mínimo a drenagem de ouro para a aquisição de combustíveis estrangeiros, que se pode computar em mais de 1 milhão de libras”⁵ – motivo pelo qual se previa já a criação de um “fundo especial de electrificação” destinado a auxiliar a construção de “oficinas hidro-eléctricas” com participação financeira do Estado e se consagrava a necessidade de efetuar uma classificação dos aproveitamentos hidroelétricos existentes à época e a premência em elaborar planos de aproveitamento integral dos rios mais importantes (cf. Bases VI, n.º 2.º, e IX, da *Lei dos Aproveitamentos Hidráulicos*). Aprofundando esta tendência, a Lei n.º 2002, de 26 de dezembro de 1944 (que “promulga a electrificação do País”), vem determinar que “a produção de energia eléctrica será principalmente de origem hidráulica” (cf. Base II, *in principio*), estabelecendo um conjunto de mecanismos através dos quais o Governo prestaria auxílio à instalação de novas centrais (cf. Base V)⁶.

A percepção da relevância dos impactos económicos (e mesmo políticos) dos problemas relacionados com a energia encontra acolhimento na própria génese das Comunidades Europeias; em total consonância, a política energética europeia desenvolveu-se, primeiramente, a partir da consideração de problemas económicos, como as atinentes à crescente dependência energética da União, à subida dos preços da energia que, sendo determinados pela procura, acabam por atingir níveis superiores aos da inflação ou à circunstância de muitas das infraestruturas de produção de eletricidade se encontrarem em fim de vida⁷ – fatores que, articulados, demandam uma atenção reflexiva dirigida às energias renováveis.

Jurídico», in: *Derecho de la Energía*, Wolters Kluwer/La Ley, Madrid, 2006, p. 822.

⁵ Cf. Preâmbulo do Decreto n.º 12559, de 20 de outubro de 1926, que aprovou a *Lei dos Aproveitamentos Hidráulicos*.

⁶ Sobre estes diplomas, cf., sob uma perspetiva histórica, Maria Fernanda ROLLO/José Maria Brandão de BRITO, «Ferreira Dias e a Constituição da Companhia Nacional de Electricidade», in: *Análise Social*, n.ºs 136-137, vol. XXXI, 1996, pp. 343 e ss.

⁷ Nestes termos, v. Bruno MADEIRA/Pedro VERDELHO/Vitor SANTOS, «Energías Renovables, Regulación y Sostenibilidad», in: *Electricidad e Hidrocarburos en Iberoamérica: Aspectos Regulatorios y Medioambientales*, Civitas/Thomson Reuters, Pamplona, 2011, p. 150.

No caso português, o relevo atual da produção de energia a partir de centrais hidroelétricas decorre, *inter alia*, quer do *Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico* (PNBEPH)⁸, quer da sua conjugação com o *Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte* [PDIRT 2009-2014 (2019)]⁹. Assim, o PNBEPH possui o ambicioso objetivo de aumentar a capacidade de produção hídrica, de forma a que, em 2020, se atinja, no que à energia hidroelétrica concerne, a meta dos 7 000 MW, equivalentes a 70% do potencial¹⁰; por sua vez, o PDIRT fixa um quadro de global de evolução dirigido a um aumento total de potência de 2528 MW, em que 1096 MW decorrem da implementação do PNBEPH.

Regista-se atualmente o aumento significativo da componente hídrica no contexto das fontes de energia renováveis que, segundo apurou a Direção-Geral de Energia e Geologia, cresceu 82% de agosto de 2012 para agosto de 2013 (cf. quadro 1), prevendo-se, até 2020, um aumento significativo desta componente, à qual se associa, a partir de 2015, a produção de eletricidade através da captação da energia das ondas (cf. quadro 2).

Quadro 1: Evolução histórica da energia elétrica produzida através de renováveis – Portugal Continental (GWh)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Hídrica Total	5 000	11 323	10 351	7 102	8 717	16 249	11 627	6 447	13 70
Grande Hídrica (>30MW)	4 454	9 897	9 406	6 190	7 547	14 306	10 495	5 593	11 90
em bombagem	387	485	357	498	725	399	575	1 038	1 10
PCH (>10 e <=30 MW)	265	702	594	478	616	1 045	622	393	88
PCH (<= 10 MW)	291	724	441	434	552	898	710	460	92
Eólica	1 741	2 892	4 007	5 720	7 506	9 078	9 003	10 011	11 28
Biomassa (e cogeração)	1 286	1 302	1 361	1 381	1 390	1 579	1 669	1 689	1 72
Biomassa (e cogeração)	64	78	149	146	311	612	698	718	67
Resíduos Sólidos Urbanos	545	532	498	441	458	455	486	395	46
Biogás	31	33	55	67	80	97	152	202	23
Fotovoltaica	4	4	24	41	160	213	295	360	40
microprodução							75	139	16
Total	8 671	16 194	16 445	14 898	18 622	29 293	24 099	19 821	28 48
Hídrica Total Corrigida (Diretiva 2009/28/CE)	10 995	10 761	11 129	10 931	10 644	11 154	11 261	10 719	11 03
Eólica Total Corrigida (Diretiva 2009/28/CE)	1 712	2 908	4 221	5 639	7 000	8 204	9 091	9 951	10 53
Total Corrigido	14 637	15 618	17 436	18 647	20 043	22 315	23 612	24 033	25 06
Produção Bruta + Saldo Imp. (GWh)	61 729	52 740	62 952	53 559	53 134	54 865	53 456	62 715	52 46
% de renováveis (Real)	16,8%	30,6%	31,1%	27,8%	35,0%	51,6%	45,1%	37,6%	54,3
% de renováveis (Diretiva)	28,3%	29,6%	32,9%	34,8%	37,7%	40,7%	44,2%	45,6%	47,8

* A Produção Bruta + Saldo Importador é provisória para 2012 e 2013.

Fonte: *Renováveis - Estatísticas Rápidas*, n.º 102, Direção-Geral de Energia e Geologia,

⁸ Os diversos documentos que compõem o PNBEPH encontram-se disponíveis em <<http://pnbeph.inag.pt/np4/documentos.html>> (outubro 2013). Sobre esta matéria, cf., *infra*, 4.1.

⁹ Disponível em <[http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/PlanoInvestimentoRNT/PDIRT%202009%20-%202014/PDIRT%202009-2014%20\(2019\)%20-%20Julho%202008%20-%2020Texto.pdf](http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/PlanoInvestimentoRNT/PDIRT%202009%20-%202014/PDIRT%202009-2014%20(2019)%20-%20Julho%202008%20-%2020Texto.pdf)> (outubro 2013).

¹⁰ De acordo com o *Relatório sobre Segurança de Abastecimento ao Nível de Produção de Electricidade (Análise Intercalar Período 2009-2020)*, os dez novos aproveitamentos emergentes da concretização do PNBEPH totalizarão cerca de 1100 MW de potência (dos quais 810 MW em equipamento reversível), e representarão, em ano hidrológico médio, a produção de cerca de 1630 GWh (disponível em <<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/PublicacoesGerais/Relat%C3%B3rio%20Intercalar%20sobre%20Seguran%C3%A7a%20de%20Abastecimento%20ao%20n%C3%ADvel%20da%20Produ%C3%A7%C3%A3o%20de%20Electricidade%20-2009-2020%20-%20Sum%C3%A1rio%20Executivo.pdf>>, outubro 2013).

disponível em <<http://www.dgeg.pt>>, desde 01.01.2013.

Quadro 2: Estimativa do contributo total de cada tecnologia baseada em FER para alcançar os objetivos obrigatórios em 2020 (2014-2020)

	2014		2015		2016		2017		2018		2019		2020	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Hidroelétrica:	5.861	12.186	7.065	12.393	7.071	12.407	8.909	14.476	8.919	14.584	8.934	14.516	8.940	14.529
< 1MW	34	89	34	89	34	89	34	89	34	89	34	89	34	89
1MW - 10 MW	328	741	328	741	334	755	335	757	345	780	360	814	366	827
>10MW	5.499	11.355	6.703	11.563	6.703	11.563	8.540	13.630	8.540	13.715	8.540	13.613	8.540	13.613
Da qual por bombagem ⁸	1.515	2.182	2.709	3.901	2.709	3.901	4.004	5.766	4.004	5.766	4.004	5.766	4.004	5.766
Geotérmica	29	226	29	226	29	226	29	226	29	226	29	226	29	226
Solar:	359	572	417	661	474	751	532	840	589	929	647	1.018	720	1.139
Fotovoltaica	325	504	383	593	440	683	498	772	555	861	613	950	670	1.039
Solar concentrada	34	68	34	68	34	68	34	68	34	68	34	68	50	100
Marés, ondas, oceanos	0	0	1	1	6	9	6	9	6	12	6	15	6	15
Eólica:	4.742	11.034	4.842	11.180	4.942	11.330	5.042	11.469	5.142	11.605	5.242	11.731	5.300	11.671
Onshore	4.740	11.030	4.840	11.176	4.915	11.260	5.015	11.399	5.115	11.534	5.215	11.661	5.273	11.601
Offshore	2	4	2	4	27	70	27	70	27	70	27	70	27	70
Biomassa:	754	4.291	784	4.459	814	4.641	814	4.641	814	4.641	814	4.641	828	4.719
Sólida	705	3.948	735	4.116	755	4.228	755	4.228	755	4.228	755	4.228	769	4.306
Biogás	49	343	49	352	59	413	59	413	59	413		413	59	413
Biolíquidos ⁹	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	11.746	28.309	13.138	28.920	13.337	29.364	15.332	31.661	15.500	31.997	15.672	32.147	15.824	32.300
Da qual em PCCE	466	2.618	466	2.618	466	2.618	466	2.618	466	2.618	466	2.618	471	2.646
Biomassa	466	2.618	466	2.618	466	2.618	466	2.618	466	2.618	466	2.618	471	2.646
Sólida	459	2.570	459	2.570	459	2.570	459	2.570	459	2.570	459	2.570	464	2.598
Biogás	7	48	7	48	7	48	7	48	7	48	7	48	7	48
Biolíquidos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fonte: *Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis*, aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 23/2013, de 10 de abril. Como decorre do texto do *Plano*, a estimativa apresentada não inclui os projetos de produção de energia com base em fontes renováveis, a realizar ao abrigo do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

Todavia, não obstante o relevo económico, o recurso à utilização de recursos hídricos pode causar impactos negativos no ambiente, o que obriga sempre a uma ponderação entre as vantagens e as desvantagens da produção de energia elétrica a partir da água. Efetivamente, a instalação de centrais hidroelétricas implica perturbações do regime hidrológico, usos alternativos das águas (*v. g.*, piscícola ou agrícola, muitos deles, preteridos em razão da finalidade primeira da utilização dos recursos hídricos, agora reconduzida à produção de eletricidade),

emissões de gases com efeitos de estufa como o metano (emergentes da decomposição da flora submergida em consequência da inundação do reservatório), ou a proliferação de sismos induzidos (resultantes da pressão da água represada sobre o solo e o subsolo)¹¹.

A estas dificuldades adicionam-se problemas sociais relevantes, como acontece, desde logo, com o deslocamento de populações. Considere-se, *n. g.*, o que sucedeu em Portugal com a construção da barragem do Alqueva, a qual determinou a reinstalação da Aldeia da Luz e o realojamento da população na nova Aldeia da Luz, construída como réplica de uma tradicional aldeia rural alentejana. Sem prejuízo de os habitantes daquela provação haverem sido indemnizados, inclusivamente através da cedência de prédios urbanos na nova Aldeia da Luz (cf. artigo 6.º Decreto-Lei n.º 21-A/98, de 6 de fevereiro), a verdade é que nunca se poderão estimar os impactos emocionais e sentimentais de uma população, cuja faixa etária predominante se situava acima dos sessenta anos¹².

Embora com antecedentes sérios que remontam já ao último quartel do século XX¹³, os atuais desafios em matéria de produção de eletricidade mediante a utilização de recursos hídricos emergem da conversão em energia da força das ondas – a qual poderá vir a assumir uma importância emblemática em países (como sucede em Portugal) dotados de uma extensa costa¹⁴. Problemas relacionados com a diminuição de área de pesca (na medida em que o funcionamento dos parques de ondas impedem a maioria das técnicas de pesca comercial), embora tal favoreça a existência de zonas de proteção de espécies marítimas (diversidade de espécies e densidade populacional) e, a longo prazo, acabe por se revelar favorável para as economias marítimas locais¹⁵. As questões mais delicadas prendem-se antes com o equilíbrio dos ecossistemas marítimos, afetando a miscigenação entre as várias camadas de águas dos oceanos, com impacto na fauna e flora oceânicas, e com a erosão das zonas costeiras¹⁶.

¹¹ BERMANN, «Impasses e Controvérsias da Hidreletricidade», in: *Estudos Avançados*, n.º 59, vol. 21, 2007, p. 141.

¹² Cf. o *dossier* sobre o tema «A Memória da Luz: Do Alqueva à Aldeia da Luz», in: *Revista do CEDOUA*, n.º 8, 2001, pp. 131 e ss., esp.^{te} pp. 135 e ss.

¹³ Cf. António FALCÃO, «Wave Energy Utilization: A Review of the Technologies», in: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, 2010, p. 900.

¹⁴ Estima-se que o poder energético das ondas ao longo da costa ocidental europeia se revela suscetível de alimentar o consumo de eletricidade de toda a Europa ocidental. V. LANGHAMER/HAINOKEN/SUNDBERG, «Wave Power – Sustainable Energy or Environmentally Costly? A Review with Special Emphasis on Linear Wave Energy Converters», in: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 10, 2010, p. 1330.

¹⁵ LANGHAMER/HAINOKEN/SUNDBERG, «Wave...», cit., p. 1331.

¹⁶ Cf. PELC/FUJITA, «Renewable Energy from the Ocean», in: *Marine Policy*, vol.

II. TÉCNICAS DE PRODUÇÃO DE ENERGIA A PARTIR DOS RECURSOS HÍDRICOS: BREVE APONTAMENTO

As técnicas de produção da energia elétrica a partir de recursos hídricos têm como característica essencial comum o facto de transformarem a energia mecânica (cinética) da água em energia elétrica. Sem prejuízo da complexidade (aqui simplificada) que tais técnicas possuem, poderemos afirmar que as mesmas se reconduzem essencialmente a dois tipos: a hidroeletricidade e a energia das ondas.

A hidroeletricidade constitui uma forma de produção energética que utiliza a energia cinética das águas em movimento, convertida em energia elétrica através da rotação de turbinas ligadas a um gerador – o que se torna tecnicamente possível mediante a construção de barragens ou diques¹⁷. Com efeito, este modo de produção de eletricidade encontra-se intimamente dependente da quantidade de água à superfície (em termos económicos, da *oferta* de água). Com o propósito de obviar a que períodos de seca ou de menor precipitação influenciem o mercado elétrico, a existência de barragens permite reservar a água (*input*) em excesso para ser utilizada em períodos de escassez, viabilizando a manutenção de um nível (mais ou menos) constante de produção de eletricidade (*output*); quanto mais adequada à média (sazonal) do período de cheia for a dimensão da barragem (e, em simultâneo, quanto mais planeada for a utilização da água durante períodos de abundância e de escassez, usando apenas a necessária nos primeiros, para a poder continuar a aproveitar nos segundos), maior proveito se retirará do sistema hidroelétrico¹⁸.

A circunstância de a construção de barragens e a produção de energia hidroelétrica por este meio acarretar, com frequência, problemas delicados do ponto de vista da perturbação de *habitats* naturais levou à exploração de uma outra possibilidade de aproveitamento da força das águas para a produção de energia, agora através da utilização da força das ondas do mar, ou, uma das suas variantes, da força das correntes marítimas¹⁹. Neste caso, a energia é, em regra, captada, no

26, 2002, p. 476.

¹⁷ Cf., *n. g.*, BAKIS, «The Current Status and Future Opportunities of Hydroelectricity», in: *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, vol. II, fasc. 3, 2007, pp. 259 e ss., ponderando as vantagens e desvantagens das várias opções tecnológicas.

¹⁸ V. HADDAD, «Capacity Choice and Water Management in Hydroelectricity Systems», in: *Energy Economics*, vol. 33, 2011, pp. 168 e 170.

¹⁹ Atente-se em que esta não configura a única forma de captação de energia

âmbito de um «parque de ondas», através de boias que, quando impulsionadas pelas ondas, se comprimem fazendo passar o ar que sai dentro delas por turbinas; todas as boias estão ligadas a uma estação central situada no fundo do mar, onde se dá a conversão em energia elétrica, depois transmitida por cabo até à costa²⁰.

Em geral, a técnica reveste maior sucesso nas zonas em que os ventos são mais fortes, como sucede nas latitudes entre os 39° ou 40° e os 60° (em ambos os hemisférios, norte e sul)²¹. Encontrando-se associada à força dos ventos, esta forma de energia apresenta, porém, a mesma desvantagem da energia eólica, que consiste na sua relativa instabilidade ou intermitência²² – intrinsecamente relacionada como está com a variação de força de onda para onda, também dependente do estado do mar e da época do ano²³.

dos oceanos (diretamente decorrente dos recursos hídricos). Eis o que sucede, desde logo, com a conversão da energia térmica oceânica (*ocean thermal energy conversion – OTEC*), *i. e.*, energia armazenada sob a forma de calor na superfície da água: aproveitando a diferença de temperatura entre as águas superficiais e as águas profundas, esta técnica permite, *grasso modo*, utilizar o calor das águas superficiais para criar o vapor que faz mover as turbinas destinadas à produção de eletricidade, enquanto bombeia as águas frias profundas para a superfície, a fim de condensar esse mesmo vapor, voltando a entrar no sistema. Também o aproveitamento da energia das marés constitui um modo de produção de eletricidade que envolve recursos hídricos: neste caso, a técnica consiste em construir barragens ao longo dos estuários, a fim de captar a energia decorrente do movimento de subida e descida das marés; a diferença face às barragens de produção de hidroeletricidade reside na circunstância de a captação da energia das marés pressupor um sistema que permita a entrada e saída das águas em ambos os sentidos, aproveitando-se a energia que decorre do movimento de saída das águas do estuário, na transição da maré alta para a maré baixa. Atualmente estão a desenvolver-se estratégias de captação de energia das marés que envolvem apenas a existência de vedações ou turbinas (e já não a instalação de barragens), as quais têm a favor o facto de causarem menores impactos no ambiente, ainda que não sejam económica ou tecnicamente viáveis em todas as situações.

Cf. PELC/FUJITA, «Renewable Energy...», cit., pp. 472 e ss., 476 e ss. (sobre a energia térmica oceânica e a energia das marés, respetivamente).

²⁰ Sobre as formas de captação da energia das ondas do mar, *v.*, por exemplo, VON JOUANNE, «Harvesting the Waves», in: *Mechanical Engineering*, fasc. 12, vol. 128, Dezembro 2006, pp. 25 e ss. *V.* também a tabela 2 de MUELLER/WALLACE, «Enabling Science and Technology for Marine Renewable Energy», in: *Energy Policy*, vol. 36, 2008, p. 4380; António FALCÃO, «Wave Energy...», cit., p. 904 (figura 4); Judith WALLACE/Katherine E. STEADWELL, «The Wind and the Waves», in: *Electric Perspectives*, março/abril 2008, pp. 72 e ss.

²¹ Cf. PELC/FUJITA, «Renewable Energy...», cit., p. 475; MENDES/CALADO/MARIANO, «Wave Energy...», cit., p. 1.

²² Sobre a intermitência como um dos obstáculos ao crescimento das energias renováveis, cf. GERRARD, «Introduction...», cit., p. 11.

²³ António FALCÃO, «Wave Energy...», cit., p. 901.

Portugal dispõe de uma ferramenta relevantíssima neste domínio, designada como *ONDATLAS*: um atlas eletrónico onde se encontram compiladas estatísticas atinentes ao clima e energia das ondas, relativas a setenta e oito pontos junto à costa situados a vinte metros de profundidade (separados a uma distância de cerca de 530 km), cinco pontos ao largo em águas profundas (cem metros) e dois pontos em oceano aberto. Para uma descrição deste

Na Europa, registam-se já estudos ou experiências significativas no âmbito do aproveitamento da energia das ondas: assim sucede, *n. g.*, na Dinamarca (Nissum Bredning Wave Energy Test Site), em França (SEM-REV – Site d’expérimentation en mer pour la récupération de l’énergie des vagues, e La Rance, a segunda maior central maremotriz do mundo, com uma capacidade de 240 MW), na Irlanda (Galway Bay Wave Energy Test Site), no Reino Unido (*Wave Hub*²⁴ e, na Escócia, EMEC – European Maritime Energy Centre), na Suécia (*Ljsekeil*)²⁵.

Em especial, na Península Ibérica, importa registar não só a existência de estudos sobre os locais mais propícios para a instalação de parques de ondas²⁶, mas também as experiências portuguesas no Pico (Açores) e, mais recentemente, o aproveitamento da energia das ondas na zona piloto ao largo de São Pedro de Moel (cf. *infra*, 5.3.). Em Espanha, também já se verificam alguns ensaios neste domínio (Bimep – Biscay Marine Energy Platform), passíveis de se estenderem a outras áreas (em especial, na costa noroeste, na zona entre os Cabos Finisterra e San Adrián e na área circundante do Cabo Estaca de Bares²⁷).

III. A PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE RECURSOS HÍDRICOS NA PERSPETIVA DO DIREITO INTERNACIONAL E DO DIREITO EUROPEU

Em consonância com as recentes tendências de evolução do direito público, a disciplina normativa de novos fenómenos com re-

projeto, cf. Maria Teresa PONTES/Ricardo AGUIAR, «A Nearshore Wave Energy Atlas for Portugal», in: *Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering*, vol. 127, pp. 249 e ss. Sobre o con-génera europeu (*WERATLAS*), *n.* Maria Teresa PONTES/ATHANASSOULIS/TSOULOS/NAKOS/STEFANAKOS/SKOPELITI, “European Wave Energy Atlas: An Interactive PC-based system”, *2nd European Wave Power Conference*, 8-10 November, 1995, Lisbon, Portugal.

FRUTUOSO, *European Wave Energy Atlas: An Interactive PC-Based System*, disponível em <http://users.ntua.gr/bnakos/Data/Section%205-6/Pub_5-6-5.pdf> (setembro 2013).

²⁴ *V.* também as experiências referidas em MUELLER/WALLACE, «Enabling Science...», cit., pp. 4376 e ss.

²⁵ Em Itália, ainda se registam apenas estudos – cf. VICINANZA/CAPPIETTI/FERRANTE/ CONTESTABILE, «Estimation of the Wave Energy in the Italian Offshore», in: *Journal of Coastal Research*, n.º especial 64, 2011, pp. 613 e ss.

²⁶ Cf. as conclusões de estudo sobre os locais mais adequados para a produção de eletricidade a partir da energia das ondas: MENDES/CALADO/MARIANO, «Wave Energy Potential in Portugal – Assessment Based on Probabilistic Description of Ocean Waves Parameters», in: *Renewable Energy*, vol. 47, 2012, p. 7.

²⁷ IGLESIAS/CARBALLO, «Wave Energy Potential Along the Death Coast (Spain)», in: *Energy*, vol. 34, 2009, pp. 1963 e ss., e «Wave Energy Resource in the Estaca de Bares Area (Spain)», in: *Renewable Energy*, vol. 35, 2010, pp. 1574 e ss.

levância jurídica encontra-se cometida não apenas a instrumentos de normação nacionais, mas também a instrumentos internacionais e europeus, os quais não gozam necessária ou impreterivelmente de força autoritária, volvendo-se, em muitas hipóteses, em autêntico *soft law*. Eis o que sucede, nesta última hipótese, e no que respeita, em concreto, ao aproveitamento hidroelétrico, com o papel da Comissão Mundial de Barragens (*World Commission on Dams*), um organismo criado, em 1998, pelo Banco Mundial e pela União Internacional para a Conservação da Natureza, que tem exercido uma função relevante quanto à fixação de critérios para a implantação de infraestruturas hidráulicas, orientando-se por fatores simultaneamente técnicos, económico-financeiros, sociais e ambientais²⁸.

I. As preocupações do Direito Internacional nesta matéria relacionam-se, sobretudo, com a cooperação (associada à prevenção de conflitos) e com a promoção da sustentabilidade.

No que respeita à primeira questão, a tónica reside na gestão das bacias hidrográficas transfronteiriças. O Direito Internacional aponta, pois, para a necessidade de cooperação entre os Governos dos Estados envolvidos, na medida em que um deles pode estar a utilizar, a montante, de água para produzir energia elétrica, inviabilizando que, a jusante, se possam continuar a produzir determinadas culturas²⁹. Nestas hipóteses, a cooperação internacional há de desenvolver-se no sentido quer de maximizar os benefícios *para as águas, provenientes das águas e para lá das águas*, quer de diminuir os custos *por causa das águas*, viabilizando, em simultâneo e respetivamente, a sustentabilidade ambiental e a proteção dos ecossistemas, a gestão dos recursos no plano económico (onde se inserem os aproveitamentos hidroelétricos, mas também a navegação,

²⁸ Cf. a compilação das conclusões da Comissão Mundial de Barragens no Relatório Final: *Dams and Development – A New Framework for Decision-Making*, Earthscan Publications, London/Sterling, 2000 (também disponível em <http://www.internationalrivers.org/files/attached-files/world_commission_on_dams_final_report.pdf>, novembro 2013).

²⁹ No caso das bacias hidrográficas que atravessam Espanha e Portugal, o problema não se coloca com tanta acuidade, mercê das boas relações internacionais que ambos os Estados mantêm (cf., já a seguir, em texto). Também o Brasil e o Paraguai constituem um exemplo no domínio da partilha internacional nesta matéria, como revela o complexo hidroelétrico Guairá-Itaipu (sobre esta matéria, cf. o estudo já clássico de CAUBET, *As Grandes Manobras de Itaipu: Energia, Diplomacia e Direito na Bacia do Prata*, Acadêmica, São Paulo, 1991).

Alertando para os perigos da não cooperação dos Estados perante bacias hidrográficas transfronteiriças, cf. Relatório para o Desenvolvimento Humano 2006, das Nações Unidas, *A Água para lá da Escassez: Poder, Pobreza e a Crise Mundial da Água*, PNUD, New York, 2006, p. 214.

o desenvolvimento de atividades recreativas, a captação de água para consumo humano ou para rega de produções agrícolas), a integração das estruturas construídas no mercado e a adoção de políticas públicas promotoras da coesão internacional e da recíproca autossuficiência no plano alimentar e energético³⁰.

Com relevo neste horizonte, recorde-se, do ponto de vista do aproveitamento de água para a produção de energia hidroelétrica, a cooperação desenvolvida por Portugal e Espanha relativamente às bacias hidrográficas luso-espanholas, e cristalizada em diversas convenções internacionais: o *Convénio entre Portugal e Espanha para Regular o Aproveitamento Hidroeléctrico dos Troços Internacionais do Rio Douro e dos Seus Afluentes*, assinado em 16 de julho de 1964, o *Convénio entre Portugal e Espanha, para Regular o Uso e o Aproveitamento Hidráulico dos Troços Internacionais dos Rios Minho, Lima, Tejo, Guadiana, Chança e Seus Afluentes*, assinado em 29 de maio de 1968³¹, e, por fim, a *Convenção sobre Cooperação para a Protecção e o Aproveitamento Sustentável das Águas das Bacias Hidrográficas Luso-espanholas*, assinada em 30 de novembro de 1998³².

No que tange ao segundo horizonte de preocupações do Direito Internacional – a promoção da sustentabilidade ambiental e energética –, estas encontram primacial tradução na *Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre as Alterações Climáticas*³³. Assim, e nos termos da alínea *c*) do artigo 4.º da *Convenção*, as partes assumem o compromisso de promover e cooperar no desenvolvimento, aplicação e divulgação, incluindo a transferência de tecnologias, práticas e processos que controlem, reduzam ou previnam as emissões antropogénicas de gases de efeito de estufa, em todos os sectores relevantes, incluindo o da energia. No âmbito desta *Convenção* e com

³⁰ Estamos a utilizar a terminologia e a conceptologia desenvolvida por SADOFF/GREY, «Beyond the River: The Benefits of Cooperation on International Rivers», in: *Water Policy*, n.º 4, 2002, pp. 389 e ss., em especial, o quadro sinóptico a p. 393 (“increasing benefits to the river, increasing benefits from the river, reducing costs because of the river, increasing benefits beyond the river”).

³¹ Aprovado pelo Decreto-Lei n.º 48661, de 5 de novembro de 1968.

³² Aprovada pela Resolução da Assembleia da República n.º 66/99 e ratificada pelo Decreto do Presidente da República n.º 182/99, in: *Diário da República*, I Série-A, n.º 191, 17.08.1999. Esta convenção justifica a existência de um regime especial em matéria de utilização de recursos hídricos, quando tal utilização se revele suscetível de causar impacto transfronteiriço – cf. artigos 71.º, n.º 1, da *Lei da Água*, 39.º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007, e 9.º da *Convenção*.

Sobre esta convenção internacional, cf. António A. GUIMARÃES/Teresa AMADOR, «A Convenção Luso-Espanhola de 1998 à Face do Direito dos Cursos de Água Internacionais», in: *Revista Jurídica do Urbanismo e do Ambiente*, n.ºs 11/12, 1999, pp. 11 e ss.

³³ Aprovada pelo Decreto n.º 20/93, de 21 de junho.

o objetivo de assegurar os compromissos aí assumidos, foi adotado o *Protocolo de Quioto*³⁴, onde se prevê, no contexto mais amplo da fixação de metas para a redução de emissões, a necessidade do desenvolvimento e da implementação de políticas que conduzam ao aumento da utilização de formas de energia renováveis [cf. artigo 2.º, n.º 1, alínea a), subalínea v)].

A ideia de sustentabilidade ambiental encontra uma expressão clara na evolução do raio de ação da *Agência Internacional de Energia* (AIE). Constituída, no seio da OCDE, para fazer face à crise petrolífera de 1973-1974, e, por conseguinte, com o propósito de garantir a segurança no fornecimento do petróleo e a autossuficiência das reservas petrolíferas dos Estados signatários e aderentes³⁵, a AIE possui hoje um papel mais amplo, assumindo a missão de identificar todas as medidas para evitar e responder a quaisquer quebras na oferta energética – missão esta que pressupõe a diminuição da procura de energia (promovendo a eficiência energética) e o incentivo à utilização de fontes de energia renováveis. Trata-se de uma evolução que culminou vários relatórios sobre os progressos técnicos em matéria de *clean energy*. No relatório de 2013³⁶, a AIE enfatiza a importância das energias renováveis para atingir o propósito de limitar a subida da temperatura global ao máximo de 2°C, destacando o relevante contributo da hidroeletricidade, acompanhado, paulatinamente, pelo desenvolvimento das restantes fontes renováveis (no horizonte das quais começa a emergir a energia dos oceanos, a caminhar com passos decisivos para comercialização).

O *Tratado da Carta da Energia*³⁷ constitui um exemplo paradigmático da conjugação das ideias de cooperação e sustentabilidade. Assumindo que pretende instituir um “enquadramento jurídico para a promoção da cooperação a longo prazo no domínio energético, com base em complementaridades e benefícios mútuos” (cf. artigo 2.º) e revelando preocupações quanto aos problemas suscitados

³⁴ Aprovado pelo Decreto n.º 7/2002, de 25 de março.

³⁵ Cf. o preâmbulo do *Agreement on an International Energy Program*, bem como a Decisão do Conselho que institui a AIE, de 15.11.1974. V. ainda SCOTT, *International Energy Agency – Origins and Structure*, OECD/IEA, Paris, 1994 (disponível em <<http://www.iea.org/media/1ieahistory.pdf>>); Vieira de ANDRADE/Rui de Figueiredo MARCOS (coord.), *Direito do Petróleo*, Almedina, Coimbra, 2013, pp. 28 e ss.

³⁶ *Tracking Clean Energy Progress 2013*, OECD/IEA, Paris, 2013, esp.^{te} pp. 22 e ss. (disponível em <http://www.iea.org/publications/TCEP_web.pdf>, novembro 2013).

³⁷ Aprovado pela Resolução da Assembleia da República n.º 36/96 e ratificado pelo Decreto do Presidente da República n.º 29/96.

pela poluição transfronteiriça, o Tratado estabelece que as Partes contratantes terão em especial conta, entre outros aspetos, o desenvolvimento e utilização de fontes de energia renováveis [cf. artigo 19.º, em especial, n.º 1, alínea d)].

A criação da *Agência Internacional para as Energias Renováveis* (IRENA)³⁸ constituiu um dos últimos passos mais significativos neste horizonte, na medida em que a esta organização internacional preside o propósito de promover a crescente adoção da utilização sustentada de todas as formas de energia renovável a nível mundial (cf. artigo II dos *Estatutos*) – formas essas entre as quais se compreendem, naturalmente, a energia hídrica e a energia oceânica, incluindo, *inter alia*, marés, ondas e energia térmica oceânica (cf. artigo III, n.ºs 3 e 4, dos *Estatutos*). A atuação no sentido do fomento das energias renováveis envolve quer o plano político, quer o plano tecnológico, assumindo-se a IRENA como centro de excelência para a tecnologia e centro catalisador e facilitador da implementação de políticas energéticas baseadas em fontes renováveis, com o objetivo último de promover a paz e a cooperação internacional. Assim, e no que respeita especificamente à produção de eletricidade a partir de recursos hídricos, o último relatório anual da IRENA (reportado a 2013)³⁹ aponta para a necessidade de assegurar parcerias e criar grupos de trabalho para o desenvolvimento de tecnologias e informação no campo da hidroeletricidade.

II. Constituindo o Direito da Energia um domínio normativo especialmente permeável à europeização, não será de estranhar que a matéria que nos ocupa assuma um relevo não despidendo no Direito da União Europeia.

Partindo da ideia da importância dos recursos naturais renováveis, a Diretiva 2000/60/CE (*Diretiva-Quadro da Água*)⁴⁰ prevê objetivos

³⁸ O *Estatuto da Agência Internacional para as Energias Renováveis* foi aprovado pela Resolução da Assembleia da República n.º 105/2011, de 9 de maio, e ratificado pelo Decreto do Presidente da República n.º 50/2011, de 9 de maio.

³⁹ Documento disponível em <<http://www.irena.org/DocumentDownloads/WP2013.pdf>>.

⁴⁰ Diretiva 2000/60/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de Outubro de 2000, que estabelece um quadro de ação comunitária no domínio da política da água, in: *JOCE*, n.º L 327, de 22.12.2000, pp. 1 e ss.; alterada por Decisão n.º 2455/2001/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de novembro de 2001, in: *JOCE*, n.º L 331, de 15.12.2001, pp. 1 e ss., Diretiva 2008/32/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de março de 2008, in: *JOUE* n.º L 81, 20.03.2008, pp. 60 e ss., Diretiva 2008/105/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 16 de dezembro de 2008, in:

exigentes em matéria de água, como meio de desenvolver estratégias dirigidas à integração da proteção e à gestão sustentável da água noutras políticas comunitárias (desde logo, na política energética) e de melhorar o «ambiente aquático» nos Estados membros (cf. preâmbulo)⁴¹.

Por seu turno, a Diretiva 2009/28/CE⁴² estabelece objetivos globais nacionais obrigatórios e medidas para a utilização de energia proveniente de fontes renováveis, estabelecendo uma quota de pelo menos 20% de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto de energia da Comunidade até 2020 (artigo 3.º, n.º 1)⁴³. No caso específico de Portugal, a Diretiva prevê que se ultrapassem os valores de 20,5% atingidos em 2005, para a obtenção das metas de 31% em 2020, seguindo uma trajetória indicativa de aumento progressivo (cf. Anexo I).

Os objetivos revelam-se ainda mais ambiciosos no *Roteiro para a Energia 2050*⁴⁴. Prosseguindo na senda do *Roteiro das Energias Renováveis*⁴⁵, o *Roteiro para a Energia 2050* almeja a descarbonização do sistema energético – objetivo para o qual a eletricidade desempenha um papel preponderante. Em termos de produção de eletricidade mediante a utilização de recursos hídricos, o documento destaca a (ainda) insuficiente capacidade de armazenamento das centrais hidroelétricas, salientando

JOUE n.º L 348, 24.12.2008, pp. 84 e ss., Diretiva 2009/31/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril de 2009, in: *JOUE* n.º L 140, 05.06.2009, pp. 114 e ss., Diretiva 2013/39/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 12 de agosto de 2013, in: *JOUE* L 226, 24.08.2013, pp. 1 e ss.

⁴¹ Para uma perspetiva global da *Diretiva-Quadro da Água*, cf., por todos, REINHARDT, «Inventur der Wasserrahmenrichtlinie», in: *Natur und Recht*, n.º 35, 2013, pp. 765 e ss.

⁴² Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril de 2009, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis, in: *JOUE*, n.º L 140, de 05.06.2009, pp. 16 e ss.

⁴³ Recorde-se que a Diretiva 2001/77/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de setembro de 2001 (in: *JOCE*, n.º L 283, 27.10.2001, pp. 33 e ss., alterada pelas Diretivas 2006/108/CE, do Conselho, de 20 de novembro de 2006, in: *JOUE*, n.º L 363, 20.12.2006, pp. 414 e ss., e 2009/28/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril de 2009, in: *JOUE*, n.º L 140, 05.06.2009, pp. 16 e ss.), já promovia o aumento do consumo de eletricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis (cf. artigo 3.º, n.º 1); no caso português, previa-se que, nessa altura, 39% da eletricidade fosse produzida através dessas fontes, a implicar que a nova capacidade de produção de eletricidade a partir de fontes renováveis, com a exclusão das grandes centrais hidroelétricas, aumente a uma taxa duas vezes superior à do crescimento do consumo interno bruto de eletricidade (cf. quadro anexo e nota 4).

⁴⁴ Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social Europeu e ao Comité das Regiões COM(2011) 885 final, de 15.12.2011.

⁴⁵ Comunicação da Comissão ao Conselho e ao Parlamento Europeu, *Roteiro das Energias Renováveis Energias – Renováveis no Século XXI: Construir um Futuro Mais Sustentável* COM(2006) 848 final, de 10.01.2007.

a necessidade de melhorar as infraestruturas. Por seu turno, a Comunicação da Comissão *Energias Renováveis – Um Agente Decisivo no Mercado Europeu de Energia*⁴⁶ vem salientar a importância na diversificação da gama de energias utilizadas e, por conseguinte, a necessidade de apoio ao desenvolvimento de novas tecnologias energéticas (reduzindo os custos, prolongando a vida útil dos equipamentos e racionalizando as logísticas), tecnologias essas exploradas, até agora, de forma mais incipiente, como acontece com a energia das ondas e das marés, produzida por plataformas flutuantes ou outros meios no alto mar. Nesta linha entronca igualmente a Comunicação da Comissão *Crescimento Azul: Oportunidades para um Crescimento Marinho e Marítimo Sustentável*⁴⁷, a qual se assume como uma “iniciativa destinada a valorizar o potencial inexplorado dos oceanos, dos mares e das costas da Europa tendo em mira o crescimento económico e o aumento do emprego”, no contexto da designada “economia azul”, integrada por diversas políticas, todas elas dirigidas a uma utilização sustentável do mar; entre essas políticas conta-se igualmente a política energética, determinante da emergência de uma “energia azul”, cujos desafios incluem, designadamente, o incremento dos investimentos nas ligações à rede e na capacidade de transmissão, bem como a aceleração da comercialização da energia oceânica pela redução dos custos tecnológicos⁴⁸. Avançando na concretização de tais medidas, a Comunicação da Comissão *Energia Azul*⁴⁹ analisa o potencial da contribuição da energia oceânica para os objetivos da

⁴⁶ Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social Europeu e ao Comité das Regiões COM(2012) 271 final, de 06.06.2012.

⁴⁷ Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social Europeu e ao Comité das Regiões COM(2012) 494 final, de 13.09.2012. Naturalmente, a valorização económica dos oceanos não perde de vista as preocupações com o bom estado ambiental do meio marinho – um objetivo já valorizado pela Diretiva 2008/56/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de junho de 2008, que estabelece um quadro de ação comunitária no domínio da política para o meio marinho (Diretiva-Quadro «Estratégia Marinha»), in: *JOUE*, n.º L 164, 25.06.2008, pp. 164 e ss.

⁴⁸ A preocupação com novas formas de energia renováveis encontra, no plano europeu, projeções também ao nível do estímulo à investigação científica e tecnológica, bem como da convocação da *expertise* de privados para a consecução de políticas públicas: eis o que sucede, *n. g.*, com a instituição da Rede Temática Europeia sobre Energia das Ondas (*European Thematic Network on Wave Energy*).

⁴⁹ Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social Europeu e ao Comité das Regiões COM(2014) 8 final, de 20.01.2014, *Energia Azul – Materializar o Potencial da Energia Oceânica nos Mares e Oceanos da Europa no Horizonte de 2020 e Mais Além*.

Estratégia Europa 2020⁵⁰ para as metas de longo prazo de redução das emissões de gases com efeito de estufa na UE (tendo, sobretudo, em consideração a forte posição europeia no mercado mundial deste tipo de energia), estabelecendo um plano de ação para o aproveitamento de uma tecnologia que considera promissora⁵¹.

IV. A PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DE RECURSOS HÍDRICOS: REGIME(S) JURÍDICO(S)

A delineação do regime de produção elétrica através a utilização de recursos hídricos constitui uma realidade jurídica que coenvolve a reunião de duas disciplinas fundamentais, respeitantes à produção de eletricidade mediante fontes de energia renováveis e à utilização privativa de recursos hídricos dominiais. Por este motivo, pode afirmar-se que o exercício de tal atividade pressupõe a existência de um procedimento complexo, constituído por subprocedimentos, onde se destacam, entre outros (de natureza ambiental⁵² e urbanística⁵³) o procedimento

⁵⁰ Cf. Comunicação da Comissão COM(2010) 2020 final, de 03.03.2010, *Europa 2020 – Estratégia para um Crescimento Inteligente, Sustentável e Inclusivo*.

⁵¹ Numa primeira fase (a decorrer entre 2014 e 2016), proceder-se-á à criação de um grupo de reflexão – o *Forum da Energia Oceânica* –, cujos trabalhos culminarão na elaboração de um roteiro estratégico destinado a definir prioridades tecnológicas e objetivos para a industrialização do setor, acompanhados do respetivo calendário de realização. Tendo por base este relatório, a segunda fase (a desenvolver entre 2017 e 2020), poderá lançar-se uma iniciativa industrial europeia e aperfeiçoar-se o processo de ordenamento do espaço marítimo.

⁵² A instalação e exploração de centros electroprodutores destinados à produção de energia elétrica a partir de recursos hídricos podem consubstanciar “projetos suscetíveis de produzirem efeitos significativos para o ambiente”, razão pela qual deverão ser precedidos de uma avaliação de impacto ambiental [cf. artigo 1.º, n.º 1, do *Regime Jurídico de Avaliação de Impacte Ambiental* (Decreto-Lei n.º 151-B/2013, de 31 de outubro), bem como os respetivos Anexo I, ponto 15, e Anexo II, ponto 3, esp.^{te} alínea b)]. Mesmo nos casos em que tal não suceda, os artigos 33.º-R e seguintes do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto (alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 237 -B/2006, de 18 de dezembro, 199/2007, de 18 de maio, 64/2007, de 24 de julho, 23/2009, de 20 de janeiro, e 104/2010, de 29 de setembro, e 215-B/2012, de 8 de outubro) impõem que a emissão de licenças de produção relativas a centros electroprodutores cuja localização esteja prevista em áreas da Rede Ecológica Nacional, Sítios da Rede Natura 2000 ou da Rede Nacional de Áreas Protegidas seja precedida de um procedimento de avaliação das incidências ambientais.

⁵³ A implantação de centros eletroprodutores importará também a existência de um procedimento de controlo prévio no plano urbanístico, porquanto a construção da infraestrutura consubstancia uma obra de edificação, na acepção da alínea a) do n.º 1 do artigo 4.º do *Regime Jurídico da Urbanização e Edificação* (RJUE, Decreto-Lei n.º 555/99, de 16 de dezembro, diversas vezes alterado e republicado em anexo ao Decreto-Lei n.º 26/2010, de 30 de março, objeto de apreciação parlamentar pela Lei n.º 28/2010, de 2 de setembro). Nos termos da alínea c) do n.º 1 do artigo 4.º do mesmo diploma, tais obras encontram-se,

relativo ao exercício da atividade de produção de eletricidade (4.2.) e o procedimento tendente à atribuição do título de utilização dos recursos hídricos (4.3.).

Por outro lado, a importância estratégica da questão em análise exige que, antes de mais, a enquadremos no horizonte mais amplo do direito das políticas públicas (4.1.); tal implica que os instrumentos legislativos, governativos e administrativos nesta matéria devem constituir objeto de uma perspetivação integrada e coerente com a implementação de uma determinada política ambiental e energética.

1. Excurso: a produção de eletricidade a partir de recursos hídricos como concretização de políticas públicas

A questão da produção da hidroeletricidade localiza-se no contexto da promoção das energias renováveis e no horizonte do direito das políticas públicas (ainda que, como assinalámos, balizada por instrumentos normativos e paranormativos internacionais e europeus). Todavia, na medida em que colide com direitos, a matéria exige uma disciplina normativa de nível legislativo, quer por, de algum modo, suscitar questões atinentes aos direitos fundamentais (em especial, relativas à liberdade de empresa), quer por pressupor a utilização de uma fonte energética (os recursos hídricos) de relevantíssimo interesse público.

A pluralidade de interesses servidos pelas águas e, por consequência, a importância que reveste o seu bom estado, numa ótica económica e (sobretudo) humana, demandam um controlo estadual (*rectius*, um planeamento) tendencialmente rígido (ou, se preferirmos, rigoroso) sobre a gestão e a destinação dos recursos hídricos. Esta perspetiva não é, aliás, independente da que associa o problema em análise à tutela de direitos fundamentais, na medida em que se reconhe-

em princípio, sujeitas a licenciamento. Além disso, e ainda que se trate de uma operação promovida pela Administração – isenta, de acordo com o artigo 7.º [cf., em especial, n.º 1, alíneas b) ou e)], de controlo prévio –, tal não significa esteja desvinculada de qualquer procedimento de controlo da observância da legalidade urbanística – o qual terá sempre lugar, embora não consista no procedimento de licenciamento regulado pelo RJUE (v. F. Alves CORREIA, *Manual de Direito do Urbanismo*, vol. III, Almedina, Coimbra, 2010, pp. 77 e ss.; Fernanda Paula OLIVEIRA/Maria José Castanheira NEVES/Dulce LOPES/Fernanda MAÇAS, *Regime Jurídico da Urbanização e Edificação Comentado*, 2.ª ed., Almedina, Coimbra, 2011, pp. 147 e ss., comentário 5 ao artigo 7.º); Pedro GONÇALVES, *Controlo Prévio das Operações Urbanísticas Após a Reforma Legislativa de 2007*, in: *Direito Regional e Local*, n.º 1, 2008, pp. 14-24 (todo o ponto 2).

ça a existência de um direito (inclusivamente de um “direito humano”, essencial para o pleno gozo da vida humana e dos restantes direitos humanos e emanação direta da dignidade humana) à água potável segura (e ao saneamento básico)⁵⁴ que sobreleva qualquer utilização económica dos recursos hídricos⁵⁵.

Mesmo que não adiramos à concepção segundo a qual as tarefas do Estado se assumem integralmente como tarefas constitucionais⁵⁶, não se estranhará que, em virtude da essencialidade das questões subjacentes aos problemas que nos ocupam, as mesmas encontrem uma referência constitucional: assim, a alínea *m*) do artigo 81.º da Constituição prevê, como incumbência prioritária do Estado no âmbito económico e social, a adoção de uma política nacional de energia, emoldurada pelos imperativos da preservação dos recursos naturais e do equilíbrio ecológico, bem como pela cooperação internacional. Ademais, e além do relevo jusfundamental já acentuado, as dimensões multifacetadas desta temática detêm uma proximidade significativa com a concretização de direitos sociais, como os direitos ao ambiente e à qualidade de vida, os quais reclamam uma concretização mediante a adoção de políticas públicas⁵⁷.

⁵⁴ Reconhecido pela Resolução da Assembleia-Geral das Nações Unidas A/RES/64/292, de 28 de julho de 2010 (cf. n.º 1: “*the right to safe and clean drinking water and sanitation as a human right that is essential for the full enjoyment of life and all human rights*”) e pela Resolução do Conselho dos Direitos Humanos das Nações Unidas A/HRC/RES/16/2, de 8 de abril de 2011 (cf. n.º 1: “*the human right to safe drinking water and sanitation is derived from the right to an adequate standard of living and inextricably related to the right to the highest attainable standard of physical and mental health, as well as the right to life and human dignity*”). Cf. ainda *A Água para lá da Escassez: Poder, Pobreza e a Crise Mundial da Água – Relatório do Desenvolvimento Humano 2006*, PNUD, New York, 2006. <<http://hdr.undp.org/en/reports/global/bdr2006/chapters/portuguese/>>, documento que, baseado nestas considerações fundantes, assinala a importância da adequada gestão dos recursos hídricos pelos Estados (pp. 133 e ss.).

⁵⁵ Cf. DROST/ELL, *Das Neue Wasserrecht*, Boorberg, Stuttgart, 2013, p. 27.

Aliás, resulta claramente do *Relatório do Programa Nacional da Política de Ordenamento do Território* (aprovado pela Lei n.º 58/2007, de 4 de Setembro) que, não obstante a riqueza hídrica do nosso País – em que as disponibilidades atuais médias superam as necessidades da água –, encontramos situações localizadas de escassez durante períodos secos, relativamente às quais urge fazer face quer através do planeamento, quer mediante um regime concernente à utilização de recursos hídricos; na sequência desta realidade, os dois maiores problemas com que se debate o País do ponto de vista das águas prendem-se não só com a escassa disponibilidade de água, sobretudo no Sul do território nacional, mas também com a contaminação das águas superficiais e dos aquíferos, mercê dos efluentes (nas áreas urbanas) e dos fertilizantes (nos espaços agrícolas). Cf. pontos 42 e ss. (Recursos Hídricos e Política da Água) do capítulo 2 (Organização, Tendências e Desempenho do Território).

⁵⁶ Sobre este problema, *u.*, por todos, GOMES CANOTILHO, “*Brançosos*” e *Interconstitucionalidade*, 2.ª ed., Almedina, Coimbra, 2008, pp. 114 e ss.

⁵⁷ Assim, MARIA DA GLÓRIA GARCIA, *Direito das Políticas Públicas*, Almedina, Coimbra, 2009, p. 167.

É neste horizonte que se situa o desenvolvimento constitucional pelo legislador e, sobretudo, pelo Governo, das políticas públicas de energia e água, revelando-se quer na aprovação dos inúmeros planos com atinência (na nossa perspetiva interessada) à energia, às fontes renováveis e aos recursos hídricos – os quais traduzem a vertente planificadora ou programadora –, quer no lançamento de projetos de investimento (público ou privado) – que manifestam a dimensão fomentadora.

Destarte, o domínio da energia constitui uma arena privilegiada para o desenvolvimento do que a doutrina designa como «planos programáticos», concebidos como instrumentos de natureza política que aliam uma dimensão estratégica a uma vertente operativa⁵⁸. Neste contexto, ressalta, desde logo, a *Estratégia Nacional para a Energia 2020* (ENE 2020)⁵⁹, que visa promover a competitividade, incrementar a independência energética, assegurar a eficiência, garantir a segurança no abastecimento e fomentar a sustentabilidade ambiental e económica. Um dos eixos da ENE 2020 consiste justamente na “aposta nas energias renováveis”, que, sem abandonar a combinação dominante entre energia hídrica e eólica, pretende diversificar a carteira das renováveis. No que respeita, em especial, à energia hídrica, mantém-se a intenção ampliadora (tradicional entre nós) para atingir, em 2020, a produção de cerca de 8600 MW.

Em total consonância com a ENE 2020, foi aprovado o *Plano de Ação para as Energias Renováveis para o Período de 2013-2020* (PNAER)⁶⁰, desenhado com o ambicioso propósito de “traçar uma estratégia sustentável de eficiência energética e de exploração de energias renováveis para Portugal contribuindo para uma economia competitiva e de baixo carbono, à luz do panorama económico e tecnológico que marcará a próxima década, procurando sustentá-los num quadro regulatório que viabilize o sucesso da sua consecução de forma realista e pragmática”. Entre as ações previstas (e que mais nos interessam, na perspetiva do trabalho empreendido) emergem a simplificação e agilização dos procedimentos administrativos tendentes à produção de eletricidade

⁵⁸ Assim, Suzana Tavares da SILVA, *Um Novo Direito Administrativo?*, Imprensa da Universidade de Coimbra, Coimbra, 2010, pp. 86 e ss.

⁵⁹ Aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010, de 15 de abril.

⁶⁰ Aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013, de 10 de abril; este diploma aprova ainda o *Plano de Ação para a Eficiência Energética para o Período 2013-2020*.

através de fontes renováveis, mediante a criação do «Balcão Único da Electricidade», as medidas de desenvolvimento do PNBEPH (através da promoção dos novos aproveitamentos hídricos, dos reforços de potência e da instalação de sistemas de bombagem), bem como a operacionalização da zona piloto ao largo de São Pedro de Moel, aliando à captação da energia das ondas a vertente eólica *offshore*.

Interligados com os planos específicos em matéria de energia, encontram-se os instrumentos vocacionados para a gestão dos recursos hídricos. Assume relevo não despiciendo, em primeiro lugar, o *Programa Nacional para o Uso Eficiente da Água – PNUEA*⁶¹ (reativado, em 2012, pela Agência Portuguesa do Ambiente⁶²), cujo relatório de implementação o concebe, de forma explícita, como “instrumento integrador de políticas”, designadamente entre água e energia, promovendo a conjugação entre eficiência hídrica e eficiência energética, com a consciência da indissociável conexão entre água e energia, determinante da emergência de uma sustentabilidade duradoura⁶³.

Atente-se em que preocupações similares resultavam já do *Plano Nacional da Água*⁶⁴, que remonta a 2002 e se encontra atualmente em fase de revisão. Aquele instrumento acentuava, em articulação com a então Estratégia para o Sector Energético 1995-2015, a importância do reforço da componente hidroelétrica, determinante de um aumento da procura dos recursos hídricos para fins energéticos – o que se compatibilizaria com a política da água na medida em que promovesse a valorização económica e social dos recursos hídricos, sem pôr em cheque proteção ambiental, disponibilidades, eficiência e racionalização das utilizações do recurso água numa lógica de gestão integrada e sustentada dos meios hídricos. Sob a ótica da relação entre recursos hídricos e

⁶¹ Aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 113/2005, de 30 de junho, o *PNUEA* procura aliar a rentabilização dos recursos hídricos ao uso eficiente, com fundamento em imperativos de índole ambiental, económica e estratégica, definindo metas por setor, a alcançar num prazo de dez anos.

⁶² O relatório de implementação 2012-2020 encontra-se disponível em <http://www.apambiente.pt/_z_data/CONSULTA_PUBLICA/2012/PNUEA/Implementacao-PNUEA_2012-2020_JUNHO.pdf> (novembro 2013). O atraso na implementação do *PNUEA* já tinha levado a Assembleia da República a recomendar ao Governo que adotasse as medidas necessárias para a sua implementação definitiva e para a sua conciliação com os planos diretores municipais – cf. Resolução da Assembleia da República n.º 5/2011, de 26 de janeiro.

⁶³ Cf. os fluxogramas ilustrativos da relação entre água e energia no relatório de implementação do *PNUEA*, pp. 11 e ss. Aliás, este relatório (p. 43) prevê expressamente a articulação com a *Estratégia para a Eficiência Energética – PNAEE 2016*, entretanto aprovada pela já citada Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013.

⁶⁴ Aprovado pelo Decreto-Lei n.º 112/2002, de 17 de abril.

energia, o *Plano Nacional da Água* enfatizava a importância da produção de energia elétrica (com tendência para um crescimento da procura) no âmbito da distribuição das atividades económicas relevantes para a gestão dos recursos hídricos, em virtude da quantidade de água que exigem. Também neste horizonte se afigura determinante uma visão simultaneamente atenta às necessidades de proteção dos recursos e a imprescindibilidade da utilização de formas de energia alternativas, apontando para um reforço significativo da componente hidroeletricidade.

Por sua vez, a *Estratégia Nacional para o Mar*⁶⁵ abre novos itinerários em matéria de energias renováveis, ressaltando, na linha da União Europeia, a importância da “energia azul”, e, como tal, apontando para o aproveitamento em maior escala de outras formas de produção de eletricidade, como sucede com a energia das ondas, das marés e das correntes.

O planeamento desenvolvido pelo Estado em matéria de produção eletricidade mediante a utilização dos recursos hídricos é complementado por uma atuação de fomento ao investimento privado – em consonância com o n.º 3 do artigo 75.º da *Lei da Água*⁶⁶, que confere expressamente ao Estado a tarefa de promoção de infraestruturas hidráulicas que, *inter alia*, se destinem à garantia de água para atividades socioeconómicas reconhecidas como relevantes para a economia nacional. Reportamo-nos ao já mencionado *Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico* (PNBEPH), elaborado com o propósito de identificar e definir prioridades nos investimentos a realizar em aproveitamentos hidroeléctricos entre 2007 e 2020. Para esse efeito, o PNBEPH equaciona o sentido da produção da hidroeletricidade em face de outras fontes de energia renováveis e desenvolve um estudo direcionado para a determinação dos aproveitamentos hidroeléctricos a reforçar ou a construir⁶⁷. A concretização do PNBEPH coube ao

⁶⁵ Aprovada na X Reunião da Comissão Interministerial para os Assuntos do Mar, em 16 de novembro de 2013 (disponível em <<http://www.dgpm.gov.pt/Documents/ENM.pdf>>, dezembro 2013).

⁶⁶ Lei n.º 58/2005, de 29 de dezembro, alterada pelos Decretos-Leis n.ºs 245/2009, de 22 de setembro, e 130/2012, de 22 de junho.

⁶⁷ Alguns aproveitamentos hidroeléctricos previstos no *Programa* estão hoje classificados como Projetos de Potencial Interesse Nacional (projetos PIN) – eis, *v. g.*, o que sucede com a barragem de Ribeiradio – Ermida.

O regime jurídico do *Sistema de Reconhecimento e Acompanhamento de Projectos de Potencial Interesse Nacional* encontra-se disperso por vários diplomas. Através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 92/2005, de 24 de Maio, foi criado o referido *Sistema de Reconhecimento e Acompanhamento de Projectos de Potencial Interesse Nacional* (PIN). Com o intuito de operacionalizar e assegurar a eficácia do *Sistema*, o Governo, mediante o Decreto

Decreto-Lei n.º 182/2008, de 4 de setembro, o qual define o respetivo regime de implementação, bem como o procedimento de seleção das entidades privadas que colaboram nessa implementação. Quer dizer, à concretização do plano de investimentos delineado pelo Estado à luz do PNBEPH (enquanto uma medida de execução da política ambiental e energética) pode associar-se a atuação de particulares, mediante a celebração de um contrato de colaboração (cf. artigo 2.º); às entidades privadas selecionadas através de concurso público (cf. artigo 3.º) são atribuídos os direitos exclusivos de exploração dos aproveitamentos hidroelétricos com base nos recursos hídricos que lhe caibam, em conformidade com a concepção do projeto de construção (cf. artigo 4.º). Como emerge da Resolução do Conselho de Ministros n.º 47/2013, de 26 de julho, a execução do PNBEPH iniciou-se com o lançamento de concursos públicos para a atribuição das concessões de concepção, construção e exploração dos dez aproveitamentos hidroelétricos selecionados, tendo sido adjudicadas oito concessões e celebrados os respetivos contratos; atrasos ocorridos no âmbito do procedimento de avaliação de impacto ambiental determinaram, nos termos desta Resolução n.º 47/2013, a redefinição dos prazos para a finalização da construção das infraestruturas relativas aos aproveitamentos hidroelétricos.

Face às considerações tecidas, pode considerar-se que a implementação do PNBEPH revela que o Estado, não obstante as tendências privatizadoras, liberalizadoras e de abertura ao mercado⁶⁸, mantém responsabilidades no âmbito da produção de eletricidade: a promoção da vertente hídrica através da projeção e iniciativa dos procedimentos de concessão de aproveitamentos hidroelétricos ultrapassa a vertente

Regulamentar n.º 8/2005, de 17 de Agosto, aprovou o *Regulamento do Sistema de Reconhecimento e Acompanhamento de Projectos de Potencial Interesse Nacional (R-PIN)*. O Decreto-Lei n.º 285/2007, de 17 de Agosto, estabeleceu um *plus*, ao prever um mecanismo destinado a classificar alguns projetos PIN como *Projectos de Potencial Interesse Nacional com Importância Estratégica (PIN +)*.

A dinamização do investimento empresarial, a criação de emprego e a geração de um valor acrescentado constituem os objetivos prementes da delineação do regime jurídico em causa, como resulta do n.º 2 da Resolução do Conselho de Ministros n.º 95/2005. Não obstante os diplomas acentuarem que a consecução de tais finalidades passará pela criação de procedimentos simples e céleres, a verdade é que, uma análise da disciplina a que se encontram submetidos os PIN leva a concluir no sentido precisamente oposto, registando-se embora um esforço na integração no direito português mecanismos típicos da simplificação procedimental, oriundos do direito estrangeiro, como acontece com a conferência de serviços, de inspiração italiana, prevista no Decreto-Lei n.º 285/2007, de 17 de agosto.

⁶⁸ Cf., *in g.*, João MIRANDA, «O Regime Jurídico de Acesso às Actividades de Produção e de Comercialização no Sector Energético Nacional», in: *Temas de Direito da Energia*, cit., p. 129.

garantística do Estado, cuja intervenção, numa perspetiva minimalista, apenas se justificaria, supletivamente, quando o mercado não assegurasse a produção de eletricidade necessária para o abastecimento⁶⁹.

Os problemas relacionados com a produção de eletricidade a partir da utilização de recursos hídricos apontam para o envolvimento de duas missões típicas do Estado, no horizonte das *public policies*: o planeamento e o fomento.

Por um lado, a atividade de *planeamento* ou *programação* (*Planung/ Programmierung*) relaciona-se diretamente com a implementação das políticas públicas, num Estado cada vez mais “adjetivado”⁷⁰ e no contexto de uma realidade complexa e dinâmica, que suscita uma adaptação permanente⁷¹: se ao poder legislativo cabe definir os vetores estruturais das políticas públicas, para o Governo e a Administração Pública fica o desenvolvimento dos aspetos relacionados com os vetores conjunturais das mesmas, numa autêntica atividade de *polycymaking*. O planeamento traduz, pois, a tarefa de preparação e fixação de medidas racionais, que, articulada e conjugadamente, se dirigem, num quadro de prognose (i. e., na pressuposição da verificação de certas circunstâncias⁷²), à satisfação de finalidades públicas pré-determinadas. No interior deste conceito amplo, a missão de planeamento assume configurações diversas, consoante os termos e o alcance dos respetivos conteúdo e vinculatividade; podemos, pois, destringir entre um planeamento *indicativo*, um planeamento *imperativo* e um planeamento *influenciador*: o primeiro dirige-se ao levantamento de informações, dados e estimativas relativamente a um domínio específico, com o objetivo de delimitar as medidas a realizar pela própria Admi-

⁶⁹ Assim, Pedro GONÇALVES, «A Produção de Electricidade em Barragens», in: *Estudos em Homenagem ao Prof. Doutor Jorge Miranda*, vol. IV, Coimbra Editora, Coimbra, 2012, pontos 3.2. e ss., e «Liberdade de Produção de Electricidade e Administração da Escassez dos Recursos Hídricos do Domínio Público», in: *Estudos em Homenagem ao Prof. Doutor José Joaquim Gomes Canotilho*, vol. IV, Studia Iuridica 105, Universidade de Coimbra/Coimbra Editora, Coimbra, 2012, pp. 262 e ss.

⁷⁰ V. Gomes CANOTILHO, «Estado Adjetivado e Teoria da Constituição», in: *Revista da Academia Brasileira de Direito Constitucional*, vol. 3, 2003, pp. 455 e ss., e “Brançosos”..., cit., pp. 131 e ss.

⁷¹ Constituem estas duas problemáticas a que o Direito das Políticas Públicas procura dar resposta – cf. Maria da Glória GARCIA, *Direito...*, cit., p. 124.

⁷² Acentuando o elemento de prognose, cf. SCHMIDT-ASSMANN, *Das Allgemeine Verwaltungsrecht als Ordnungsidee*, 2.^a ed., Springer, Berlin/Heidelberg, 2006, p. 332.

nistração; o segundo estabelece prioridades e fins específicos, a implementar num determinado tempo, através de um conjunto de medidas; o terceiro, com um significado intermédia entre os dois referidos, tendo como propósito incentivar a adoção de certas medidas para a consecução de determinados fins⁷³. Em qualquer das modalidades, a missão agora em análise revela uma grande proximidade com a concretização de princípios – ínsitos na ideia de Estado de direito – como a previsibilidade, a certeza e a igualdade da ação pública⁷⁴, na medida em que a sua concretização se manifesta através de instrumentos de autovinculação administrativa. Constituem características típicas desta missão a criatividade, a complexidade, a comparação, a ponderação, a coordenação e a interconexão entre interesses e entre medidas ou atividades⁷⁵.

No estado atual do Direito Administrativo, a atividade de *fomento* possui um significado muito distinto daquele que pautou os respetivos nascimento e desenvolvimento, ocorridos, respetivamente, nos finais do século XIX e até ao último quartel do século XX⁷⁶. Se a estes fenómenos se associava a assunção pelos poderes públicos de tarefas de conformação sistemática da vida social, diversamente, hoje, o Estado assume um papel *propulsor*⁷⁷, *incitativo* ou *persuasivo*⁷⁸ e, simultaneamente, *garantidor*⁷⁹. Por este motivo, a missão de fomento tem hoje um duplo sentido: em primeira linha, a intervenção supletiva ou de último recurso do Estado em setores liberalizados, visando dar resposta às insuficiências do mercado; em segunda linha, a intervenção nas atividades económicas a título principal, suscitando a colaboração com as entidades privadas.

⁷³ V. também WOLFF/BACHOF/STOBER, *Verwaltungsrecht*, vol. II, cit., pp. 258 e ss.; MAURER, *Allgemeines Verwaltungsrecht*, cit., p. 428.

⁷⁴ Em sentido próximo, SCHMIDT-ASSMANN, *Das Allgemeine Verwaltungsrecht...*, cit., p. 325.

⁷⁵ Cf. SCHMIDT-ASSMANN, *Das Allgemeine Verwaltungsrecht...*, cit., p. 332.

⁷⁶ Períodos esses que se traduziram, entre nós, no Fontismo e na Administração do Estado Novo – sobre o modo como estas fases históricas marcaram o Direito Administrativo Português, v. o nosso trabalho «Traços da Evolução do Direito Administrativo Português», in: *Boletim da Faculdade de Direito*, vol. LXXXVII, 2011, pp. 277 e ss., 286 e ss., respetivamente.

⁷⁷ Charles-Albert MORAND (org.), *L'Etat Propulsif*, Publisud, Paris, 1991.

⁷⁸ Maria da Glória GARCIA, *Direito...*, cit., pp. 94 e 110.

⁷⁹ Em particular, no sector da eletricidade, cf. Suzana Tavares da SILVA, *O Sector Eléctrico perante o Estado Incentivador, Orientador e Garantidor*, polic., Coimbra, 2008.

Ambas as missões dão corpo à tendência que, na síntese feliz e acabada de Vieira de Andrade⁸⁰, erige o *governo* como “um poder que coordena e unifica múltiplos centros de poder, institucionais e sociais: constrói-se, a partir das ciências sociais e políticas, a figura da *governança* (...), entendida justamente como ‘*condução de sistemas complexos com policentralidade*’, em que intervêm e cooperam, a vários níveis, diversas entidades, interligadas em rede, incluindo agências ou organizações supranacionais ou transnacionais (...) e, internamente, poderes sociais, empresas especializadas ou grupos de cidadãos interessados”.

2. O regime de *produção de eletricidade a partir da utilização de recursos hídricos*

A produção de eletricidade a partir da utilização de recursos hídricos é considerada como atividade de *produção de eletricidade de regime especial*, talqualmente este se encontra definido pelo n.º 1 do artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro⁸¹: “atividade de produção sujeita a regimes jurídicos especiais, tais como a produção de eletricidade através de cogeração e de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, a microprodução, a miniprodução e a produção sem injeção de potência na rede, bem como a produção de eletricidade através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, não sujeita a regime jurídico especial”.

Poderá afirmar-se que, relativamente à matéria que nos ocupa, o sistema jurídico recorta dois blocos normativos: uma disciplina *supletiva* de produção de eletricidade de regime especial (constante dos artigos 33.º-D e seguintes do Decreto-Lei n.º 172/2006) e diversas disciplinas jurídicas específicas⁸² (decorrentes

⁸⁰ Vieira de ANDRADE, *Lições de Direito Administrativo*, 2.ª ed., Imprensa da Universidade de Coimbra, Coimbra, 2011, p. 24.

⁸¹ Alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 104/2010, de 29 de setembro, 78/2011, de 20 de junho, 5/2012, de 26 de março, 112/2012, de 23 de maio, e 215-A/2012, de 8 de outubro.

A propósito deste diploma, cf. as reflexões empreendidas aquando da sua publicação «As Energias Renováveis: Tema da Moda, mas não muito», in: *Revista do CEDOUA*, n.º 14, 2004, pp. 141 e ss.

⁸² Atente-se em que o Decreto-Lei n.º 172/2006 apenas exclui do seu âmbito de aplicação, em matéria de energias renováveis, a produção de eletricidade em cogeração, a microprodução e miniprodução e a produção de eletricidade a partir da energia das ondas na zona-piloto – cf. artigo 1.º, n.º 2, alínea a).

de diplomas especiais), relativas às centrais mini-hídricas e à produção de eletricidade a partir da energia das ondas (cf., *infra*, 5).

Prosseguindo as modernas tendências de simplificação procedimental administrativa, o artigo 33.º-E do Decreto-Lei n.º 172/2006 faz depender a produção de eletricidade de regime especial de uma licença (de produção) ou de uma comunicação prévia⁸³, encontrando-se o âmbito de aplicação do tipo de controlo prévio recortado em função da potência de ligação à rede, da subordinação às normas de avaliação de impacte ambiental ou de avaliação de incidências ambientais, da ocupação de espaço marítimo sob soberania ou jurisdição nacional, e do regime remuneratório aplicável. O procedimento tendente à atribuição da licença de produção encontra-se previsto nos artigos 33.º-I e seguintes; já o regime jurídico do procedimento de comunicação prévia está consagrado na Portaria n.º 237/2013, de 24 de julho.

No que tange especificamente aos aproveitamentos hidroelétricos, importa salientar a íntima interdependência que se verifica entre os títulos de produção e os títulos de utilização privativa dos recursos hídricos (cf., *infra*, 4.3.), interdependência essa que encontra manifestações no regime em análise. Assim, e por um lado, a atribuição do título de produção depende da prévia obtenção do título de utilização privativa dos recursos hídricos, cuja certidão deverá instruir o requerimento da licença ou a apresentação da comunicação prévia [cf. artigos 33.º-J, n.º 4, do Decreto-Lei n.º 172/2006, e 5.º, n.º 1, alínea *d*), da Portaria n.º 237/2013]. Por outro lado, e ainda que os títulos de produção se não encontrem,

⁸³ Trata-se de uma comunicação prévia e não de uma *mera* comunicação prévia: eis o que resulta da referência ao ato de admissão da comunicação prévia, concebido, em face do regime legal, como ato administrativo fictício. Recorde-se que o conceito de ato fictício assume um alcance mais amplo que o do silêncio da Administração (e, por conseguinte, do âmbito das declarações anómalas), designando ainda as hipóteses em que a ausência de uma atuação administrativa não se revela censurável, por não traduzir o incumprimento de qualquer dever de decidir (como acontece com os atos silentes), mas antes corresponder a um comportamento previsto pelo legislador que o associa à produção de um efeito jurídico determinado.

Eis o que se passa, no horizonte dos procedimentos que estamos a analisar. Sob a epígrafe “Decisão de admissão da comunicação prévia”, o artigo 8.º da Portaria n.º 237/2013, de 24 de julho, determina que, tendo decorrido o prazo em que a Administração (*in casu*, a Direção-Geral de Energia e Geologia) pode rejeitar ou admitir a comunicação prévia e não exista qualquer pronúncia expressa, aquela *é considerada* admitida. Quer dizer, à ausência de uma decisão de rejeição, o legislador faz corresponder a prática de um ato administrativo de admissão da comunicação prévia – ato esse que se assume como ato fictício, na medida em que não existe qualquer ato expresso.

em princípio, sujeitos a prazo de caducidade ficam os mesmos subordinados, nas hipóteses em análise, à duração do título de utilização privativa (cf. artigo 33.º-O, n.º 2, do Decreto-Lei n.º 172/2006; embora a Portaria n.º 237/2013 não contenha disposição idêntica, entendemos que a extinção do título de utilização privativa dos recursos hídricos determina a caducidade do ato de comunicação prévia, nos termos e para os efeitos do artigo 15.º).

A estes títulos adiciona-se ainda, nos termos do artigo 33.º-Q, a necessidade da obtenção da licença de exploração ou do certificado de exploração (consoante a produção dependa de licença ou de comunicação prévia, respetivamente), os quais se dirigem a certificar a conformidade da instalação com os termos da licença de produção ou do ato de admissão da comunicação prévia, e com a regulamentação aplicável (cf. artigo 33.º-E, n.º 5).

Especial relevância, neste contexto, assumem os regimes remuneratórios previstos no artigo 33.º-G. Para além da aplicação do regime remuneratório geral (em que os produtores vendem a eletricidade em mercados organizados ou através da celebração de contratos bilaterais com clientes finais ou com comercializadores de eletricidade), o diploma consagra ainda a possibilidade de sujeição ao regime de remuneração garantida, caso em que a eletricidade produzida é entregue ao comercializador de último recurso, contra o pagamento da remuneração atribuída ao centro electroprodutor. Embora fixe os princípios gerais sobre esta matéria (exigindo a atribuição prévia de reserva de capacidade de injeção na RESP, a efetuar mediante procedimento concursal de iniciativa pública – ou, pelo menos, concorrencial –, bem como a contratualização dos compromissos neste âmbito – cf. artigo 33.º-G, n.ºs 4 a 9), o Decreto-Lei n.º 172/2006 remete a respetiva densificação para regulamento, *in casu*, a Portaria n.º 243/2013, de 2 de agosto⁸⁴, a qual estabelece os termos, condições e critérios de atribuição da reserva de capacidade de injeção de potência na RESP, bem como do licenciamento da atividade de produção de energia elétrica no âmbito do regime especial da remuneração garantida, respetivos prazos de duração, condições de manutenção e de alteração.

⁸⁴ Retificada pela Declaração de Retificação n.º 38-A/2013, de 1 de outubro.

3. O regime da *utilização dos recursos hídricos para produção de eletricidade*

A *Directiva-Quadro da Água* foi objeto de transposição para o ordenamento português pela Lei n.º 58/2005, de 29 de Dezembro (*Lei da Água*), entretanto complementada pelo Decreto-Lei n.º 77/2006, de 30 de Março, assim como pelo Decreto-Lei n.º 226-A/2007, de 31 de Maio (estabelece o regime da utilização dos recursos hídricos)⁸⁵, pelo Decreto-Lei n.º 311/2007, de 17 de setembro (estabelece o regime de constituição e gestão dos empreendimentos de fins múltiplos, bem como o respetivo regime económico e financeiro), pelo Decreto-Lei n.º 353/2007, de 26 de outubro (estabelece o procedimento de delimitação do domínio público hídrico) e pelo Decreto-Lei n.º 5/2008, 8 de janeiro (estabelece o regime jurídico de acesso e exercício da atividade de produção de eletricidade a partir da energia das ondas). Independentemente da aplicação de outros diplomas, uma adequada compreensão do regime jurídico dos recursos hídricos impõe uma conjugação da legislação citada com a Lei n.º 54/2005, de 15 de novembro⁸⁶, que estabelece a respetiva titularidade⁸⁷. A necessidade de uma disciplina jurídica específica para as águas articula-se com a consideração de que as mesmas revestem um carácter indispensável para os diversos usos humanos, para o desenvolvimento de atividades económicas (desde logo, a produção de energia elétrica), mas também para o suporte de ecossistemas e *habitats*⁸⁸.

Dadas as técnicas envolvidas, a produção de energia elétrica no horizonte em que nos movemos demanda a utilização de significativos recursos hídricos. A circunstância de, na senda da tradição jurídica nacional, a maioria daqueles recursos se incluir no âmbito do domínio público (hidráulico ou marítimo, consoante esteja em causa a produção de hidroeletricidade ou o aproveitamento da energia das ondas) implica que os operadores detenham um título que lhes permita *utilizar*

⁸⁵ Aprovado na sequência da Lei n.º 13/2007, de 9 de março (autoriza o Governo a aprovar o regime de utilização dos recursos hídricos) e alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 391-A/2007, de 21 de dezembro, 93/2008, de 4 de junho, 107/2009, de 15 de maio, 245/2009, de 22 de setembro, 82/2010, de 2 de julho, e pela Lei n.º 44/2012, de 29 de agosto.

⁸⁶ Alterada pela Lei n.º 78/2013, de 21 de novembro.

⁸⁷ A titularidade de certos recursos hídricos consta também, no que tange ao domínio público estadual, do Decreto-Lei n.º 477/80, de 15 de Outubro [cf. artigo 4.º, alíneas *a*) a *d*)]. Por outro lado, a dominialidade dos mesmos resulta igualmente da alínea *a*) do n.º 1 do artigo 84.º da Constituição.

⁸⁸ Em sentido próximo, cf. ponto 41 do capítulo 2 do *Relatório PNPOT*.

privativamente as águas e os terrenos dominiais. Efetivamente, enquanto a utilização comum se caracteriza por proporcionar a todas as pessoas um uso «normal» (do ponto de vista sociológico) dos recursos (nomeadamente nas suas funções de recreio, estadia e abeberamento), a utilização privativa abrange, de acordo com o n.º 1 do artigo 59.º da *Lei da Água*, todos os usos que impliquem para os respetivos titulares a reserva de um maior aproveitamento dos recursos hídricos que a generalidade dos *utentes*, assim como aqueles que determinem uma alteração do estado desses recursos ou coloquem esse estado em perigo. Ora, este conceito de utilização privativa autoriza-nos já a enfatizar que o regime jurídico da utilização de recursos hídricos dominiais pelos particulares visa equilibrar três vetores fundamentais: o *uso público* que justifica (pelo menos, em parte⁸⁹) a respetiva dominialidade, os imperativos ambientais dirigidos à garantia do *bom estado da água* e a *escassez* de um bem suscetível de desempenhar diversas funções de interesse público⁹⁰.

3.1. Título de utilização privativa

Embora o artigo 56.º da *Lei da Água* sujeite a título de utilização todas as atividades que tenham um *impacto significativo no estado das águas*⁹¹, a natureza daquele varia em função da condição jurídica (pública ou privada) dos recursos, assim como da maior ou menor precariedade exigida ou pressuposta pelo tipo de utilização em causa ou de atividade desenvolvida sobre os recursos hídricos na sua relação com a necessidade de proteção ambiental. Assim, o legislador distingue entre *licença*, *concessão* e *autorização* de utilização de recursos hídricos.

⁸⁹ Embora não totalmente, porquanto a aptidão para a produção de energia representa também hoje um dos critérios determinantes da dominialidade – cf., sobre esta questão, o nosso trabalho «Energia...», cit., pp. 29 e ss. A importância deste critério assume especial impacto no direito francês, onde a energia das marés, dos lagos e dos cursos de água constitui uma categoria especial do domínio público: o *domínio público hidroelétrico* – categoria esta construída a partir do disposto na *Loi* de 16 de outubro de 1919, relativa à utilização de energia hidráulica, hoje codificada no Livro V do *Code de l'Énergie* (cf. artigos L-511-1 e seguintes).

⁹⁰ Refletindo sobre a vertente da escassez no horizonte da produção de energia elétrica mediante a exploração de barragens, v. Pedro GONÇALVES, «Liberdade...», cit., pp. 253 e ss., esp.^{te} pp. 264 e ss.

⁹¹ O «impacte significativo sobre o estado da água» é definido pelo legislador como “o resultado da atividade humana que cause uma alteração no estado das águas, ou coloque esse estado em perigo, ou que preencha os requisitos definidos para o efeito pelos organismos competentes para a gestão das águas” [artigo 4.º, alínea *dd*], da *Lei da Água*].

A autorização encontra-se reservada para os casos em que os recursos hídricos revistam natureza privada. Como resulta da teoria geral do Direito Administrativo, as autorizações (em sentido amplo) destinam-se a remover um limite imposto pela lei ao exercício de uma atividade incluída na esfera do destinatário⁹². A circunstância de estar em causa uma atividade que, em princípio, corresponde ao exercício de um direito do particular (o aproveitamento das potencialidades dos recursos hídricos – águas e terrenos conexos – de que é proprietário) leva à conclusão de que a autorização exigida pelo artigo 62.º da *Lei da Água* consubstancia uma *autorização permissiva*⁹³.

Na hipótese de os recursos hídricos se encontrarem submetidos ao estatuto da dominialidade pública, a *Lei da Água*, na linha da tradição legislativa nacional, efetua uma distinção entre as utilizações sujeitas a *licença* (ato administrativo) e as utilizações sujeita a *concessão* (contrato administrativo). Recuperando considerações já tecidas noutros locais⁹⁴, em rigor, a atuação através da qual a Administração consente ao particular o uso privativo de uma parcela dominial consiste sempre numa *concessão administrativa*, a qual, por sua vez, pode revestir a forma de ato administrativo ou contrato administrativo. Efetivamente, antes da manifestação da vontade da entidade administrativa, não existe na esfera jurídica do particular um qualquer direito à utilização privativa do bem dominial (em princípio, constituem objeto deste tipo de concessões bens dominiais suscetíveis de uso comum e cuja dominialidade pressupõe justamente tal característica), sendo este direito derivado do direito de propriedade pública que a Administração detém sobre aquela coisa em concreto.

Assim, e em termos de efeitos, a relevância da distinção entre li-

⁹² Cf. Rogério SOARES, *Direito Administrativo*, polic., Coimbra, 1978, p. 111; Vieira de ANDRADE, *Lições de Direito Administrativo*, 2.ª ed., Imprensa da Universidade de Coimbra, Coimbra, 2011, p. 91.

⁹³ Sobre a autorização permissiva, *n.*, por todos, Rogério SOARES, *Direito...*, cit., pp. 118 e ss.

⁹⁴ Cf. os nossos trabalhos *O Domínio Público – O Critério e o Regime Jurídico da Dominialidade*, Almedina, Coimbra, 2005, pp. 322 e ss., «A Concessão de Uso Privativo do Domínio Público: Um Instrumento de Dinamização dos Bens Dominiais», in: *Estudos em Homenagem ao Prof. Doutor António Castanheira Neves*, vol. III, Studia Iuridica 92, Universidade de Coimbra/Coimbra Editora, Coimbra, 2009, pp. 322 e ss., e «Energia...», cit., p. 37 e ss.

cença (*improprio sensu*)/ato administrativo e a concessão/contrato administrativo reside precipuamente na maior ou menor estabilidade (em termos temporais) da posição jurídica do titular do uso privativo: se à constituição de um uso privativo a favor do particular através de ato administrativo («licença», na terminologia legal) está associada uma maior precariedade, a posição do concessionário surge dotada de maior estabilidade quando está em causa um contrato administrativo de concessão. Todavia, o facto de o n.º 7 do artigo 69.º da *Lei da Água* prever genericamente, no caso de extinção da concessão por necessidade de maior proteção dos recursos hídricos ou por alteração de circunstâncias, o ressarcimento do detentor do título de utilização (qualquer que ele seja) pelo valor dos investimentos realizados mas não amortizados atenua, de alguma forma, esta diferença.

A captação de água para a produção de energia (a pressupor, em regra, a construção e exploração de barragens), assim como a utilização dos recursos hídricos do domínio público marítimo para produção de energia elétrica a partir da energia das ondas do mar com uma potência instalada superior a 25 MW encontram-se submetidas à celebração de um contrato administrativo de concessão, disciplinado pelo artigo 68.º da *Lei da Água* e pelo Decreto-Lei n.º 226-A/2007.

Os títulos de utilização privativa são atribuídos pela autoridade nacional da água, missão atualmente desempenhada pela *Agência Portuguesa do Ambiente* [cf. artigos 7.º, n.º 1, e 8.º, n.º 2, alínea *s*), da *Lei da Água*, 3.º, n.º 3, e, em especial, alínea *d*), do Decreto-Lei n.º 56/2012, de 12 de março].

3.2. Conteúdo da utilização privativa; em especial, o dever de utilização efetiva de acordo com o fim e a construção de infraestruturas hidráulicas

O direito de uso privativo envolverá necessariamente todos os comportamentos necessários para a prossecução dos fins consagrados no respetivo contrato⁹⁵; assim, no caso de produção de energia elétrica, a concessão para captação de águas para a produção de energia abrange

⁹⁵ Sobre as matérias a incluir no contrato de concessão, *v.*, *inter alia*, as constantes do n.º 6 da Portaria n.º 1450/2007, de 12 de novembro.

todas as utilizações dos recursos hídricos pressupostas pelo fim “produção de energia”: tal significa que, *n. g.*, para a descarga de águas residuais – um subproduto da produção de energia –, o concessionário não necessitará da «licença para rejeição de águas residuais» prevista na alínea *b)* do n.º 1 do artigo 60.º.

I. Neste horizonte, importa destacar a vinculação do concessionário ao exercício do seu direito em conformidade com o *fim* consignado de forma expressa e específica no título concessório. A razoabilidade desta exigência facilmente se compreende se atentarmos em que um dos elementos a ponderar pela Administração, aquando da apreciação discricionária da atribuição do uso privativo, reside justamente na influência (em termos de compatibilidade) exercida pela finalidade para a qual o particular pretende esse direito sobre o uso comum da parcela dominial⁹⁶. Se o particular a utilizar em desconformidade com o fim previsto no título, viola uma obrigação.

Este dever de utilização de acordo com o fim assume-se, mais amplamente, com um dever de uso do domínio público *de acordo com as condições fixadas no título de utilização*. Daí que o legislador preveja um conjunto de consequências nefastas associadas à sua violação, que passam pela comissão de um ilícito civil, sancionado pela responsabilidade civil pelo dano ambiental nos termos do artigo 95.º da *Lei da Água*, ou pela prática de uma contraordenação muito grave (um ilícito administrativo), que se verifica quer perante o exercício de atuações não previstas na concessão (que equivale à utilização dos recursos hídricos sem o respetivo título), quer perante o incumprimento das obrigações previstas naquela [cf. artigo 81.º, n.º 3, alíneas *a)* e *c)*, do Decreto-Lei n.º 226-A/2007].

Resta saber se este uso em conformidade com o fim não se volve num *dever de utilização efetiva*⁹⁷ dos recursos hídricos para a produção de energia. Admitindo que o princípio geral nesta matéria reside na recusa da afirmação de um dever – em consequência do facto de o fim primeiro de uma concessão de uso privativo residir na satisfação de um interesse do particular (embora sem perder de vista o interesse

⁹⁶ No mesmo sentido, Freitas do AMARAL, *A Utilização do Domínio Público pelas Particulares*, Coimbra Editora, Lisboa, 1965, p. 214, que se refere inclusivamente à vigência nesta matéria de um *princípio da especialidade* no tocante aos poderes exercidos pelo concessionário ao abrigo da concessão de uso privativo, na medida em que os mesmos estão delimitados pelo fim para cuja prossecução foram atribuídos.

⁹⁷ Nestes precisos termos, Freitas do AMARAL, *A Utilização...*, cit., p. 215.

público) –, deverá questionar-se se, quando declarada a utilidade pública do aproveitamento (a qual, nos termos do n.º 3 do artigo 68.º da *Lei da Água*, confere poderes acrescidos ao concessionário), tal solução se mantém⁹⁸.

Com a percepção de que a captação de águas para a produção de energia elétrica serve um interesse público relevante e que a outorga de um título de utilização com esse fim a um centro eletroprodutor impedirá outra concessão com o mesmo objeto, inclinamo-nos para, no caso vertente, afirmar a existência de um dever de utilização efetiva dos recursos hídricos para a produção de energia⁹⁹. Neste sentido, a alínea *c*) do n.º 4 do artigo 69.º da *Lei da Água* qualifica como causa de revogação (*rectius*, extinção) dos títulos de utilização o não início da utilização no prazo de seis meses a contar da data da emissão do título ou a não utilização durante um ano¹⁰⁰. Uma solução diversa redundaria

⁹⁸ No quadro do regime jurídico delineado pelo já revogado Decreto-Lei n.º 468/71, já se vinha defendendo esta solução nas hipóteses de «usos privativos de utilidade pública» (cf., *n. g.*, artigo 19.º do Decreto-Lei n.º 468/71) – cf. Freitas do AMARAL, *A Utilização...*, cit., p. 215; Freitas do AMARAL/José Pedro FERNANDES, *Comentário à Lei dos Terrenos do Domínio Hídrico*, Coimbra Editora, Coimbra, 1978, p. 204, posição a que aderimos em «A Concessão...», p. 325. Era para estas situações que estava pensado, por exemplo, o estatuído no n.º 2 do artigo 23.º daquele diploma, que afirmava o *dever* de utilização intensiva dos terrenos concedidos e das obras executadas; em caso de incumprimento, a Administração podia aplicar multas contratuais ou rescindir a concessão.

⁹⁹ Em Espanha, nos termos da *Ley de Costas* (*Ley* 22/1988, de 28 de julho, profundamente alterada, por último, pela *Ley* 2/2013, de 29 de maio, de proteção e uso sustentável do litoral), perante o abandono ou falta de utilização durante um ano, não justificados por uma justa causa, a Administração declara a caducidade da concessão dominial [cf. artigo 79, n.º 1, alínea *b*)]. Como já referia, a este propósito, a Sentença do *Tribunal Supremo* de 27.05.1984, as concessões são outorgadas com base na utilidade e conveniência da atividade que constitui o respetivo objeto, entendendo-se que constitui causa da concessão o respeito pelos interesses gerais: o exercício excludente e privilegiado conferido pela concessão a favor do concessionário está ligado à efetiva prestação da atividade; cf. GARCÍA PÉREZ, *La Utilización del Dominio Público Marítimo-Terrestre (Estudio Especial de la Concesión Demanial)*, Marcial Pons, Madrid, 1995, p. 330 (*n.* também n. 39) – a Autora, ao analisar as diversas causas de caducidade da concessão dominial, pronuncia-se no sentido de que o legislador enumera como tais as condições *essenciais* do exercício de utilização do domínio marítimo-terrestre, *i. e.*, aquelas que conformam o conteúdo básico do direito (*Op. cit.*, p. 331).

¹⁰⁰ A alínea *c*) do n.º 1 da Base XXVI da *Concessão de gestão, exploração e utilização do domínio público hídrico do Empreendimento de Fins Múltiplos de Alqueva* (Bases da Concessão, aprovadas pelo Decreto-Lei n.º 313/2007, de 17 de Setembro) contém, neste horizonte, uma precisão importante, ao exigir, como condicionalismo da «revogação da concessão», que a interrupção prolongada ou abandono dos direitos privativos de utilização por um período superior a um ano ocorra *por facto imputável à concessionária*. Atenta a circunstância de a causa de revogação prevista na citada alínea *c*) do n.º 4 do artigo 69.º da *Lei da Água* não dar lugar a indemnização pelo valor do investimento realizado e ainda não amortizado (artigo 69.º, n.º 7, *a contrario*), parece-nos que a não utilização efetiva apenas se deverá conceber como causa extintiva da concessão quando imputável ao concessionário (assim, se,

na legitimação do fenómeno das «concessões em carteira» ou «reserva de concessões»¹⁰¹, *i. e.*, na possibilidade de os particulares (em regra, neste campo, empresas) acumularem títulos concessórios sem fazerem os aproveitamentos neles consentidos, como elemento de uma gestão económica dos empreendimentos. Esta prática, além de permitir a exclusão de outros particulares da utilização dos mesmos recursos, viabilizaria também uma planificação a longo prazo com vista a servir futuros aumentos da procura de eletricidade por parte dos consumidores. Além dos problemas que a admissibilidade desta opção pode colocar do ponto de vista do direito da concorrência (na medida em que incrementa a «tesaurização das concessões»¹⁰² e o monopólio das empresas que se encontram já dentro do mercado), a aceitação deste fenómeno contraria a ideia de que uso privativo do domínio hídrico constitui uma exceção ao princípio do uso comum e esquece que a própria outorga de usos privativos não deixa de obedecer a um imperativo de interesse público, em especial quando a concessão dos bens dominiais se destina à produção de energia eléctrica para abastecimento público.

II. Os contratos de concessão para produção de hidroeletricidade implicam sempre a previsão (e o estabelecimento de um prazo¹⁰³ para) a construção de infraestruturas hidráulicas¹⁰⁴, *i. e.*, “quaisquer obras, conjuntos de obras, instalações ou equipamentos instalados com carácter fixo nos leitos ou margens destinados a permitir a utilização das águas para fins de interesse geral” [artigo 4.º, alínea *ee*], da *Lei da Água*¹⁰⁵. Previstas genericamente no artigo 74.º da *Lei da Água*, a res-

n. g., este não puder utilizar os recursos hídricos por caso de força maior, será esta, e não a interrupção ou o abandono da utilização, a causa determinante da extinção da concessão).

¹⁰¹ Cf. GARCÍA DE ENTERRÍA, «El Problema de la Caducidad de las Concesiones de Aguas Públicas y la Práctica de las Concesiones en Cartera», in: *Revista de Administración Pública*, n.º 17, ano VI, Maio/Agosto 1955, pp. 269 e ss., esp.^{te} pp. 273 e ss. e, quanto aos aproveitamentos hidroeléctricos, pp. 275 e ss.; TORRE DE SILVA/LÓPEZ DE LETONA, «En Torno a la Concesión...», cit., pp. 467 e ss.

¹⁰² GARCÍA DE ENTERRÍA, «El Problema...», cit., p. 277.

¹⁰³ Cf. artigo 25.º, n.º 3, do Decreto-Lei n.º 226-A/2007.

¹⁰⁴ Embora o Decreto-Lei n.º 226-A/2007 distinga expressamente entre construções e infraestruturas hidráulicas, fá-lo apenas em virtude da submissão a regimes jurídicos diferentes: enquanto as construções estão disciplinadas no artigo 62.º (de cujo âmbito de aplicação se encontram, de forma explícita, excluídas as infraestruturas hidráulicas – cf. artigo 62.º, n.º 2), aplica-se às infraestruturas hidráulicas o disposto nos artigos 65.º e ss.

¹⁰⁵ O facto de as concessões de utilização privativa de recursos hídricos incluírem sempre esta previsão tem levado a doutrina a refletir sobre se aquele contrato envolve também prestações típicas dos contratos de concessão de obras públicas e de serviços públicos. Cf. Pedro GONÇALVES, «A Produção...», cit., pontos 3.2. e ss. Como demonstra o

petiva disciplina jurídica decorre dos artigos 65.º e seguintes do Decreto-Lei n.º 226-A/2007. Sem a pretensão de traçar, com pormenor, o regime das infraestruturas hidráulicas, sublinham-se os cuidados do legislador com as condições de segurança e as condições ambientais (a postular a realização de diversas vistorias¹⁰⁶, quer no período da construção, quer na fase da exploração) das obras erigidas.

Quando está em causa a produção de eletricidade, as infraestruturas hidráulicas a que se refere o regime da utilização dos recursos hídricos reconduzem-se, com maior frequência, à construção de barragens. Atente-se, porém, em que os conceitos, talqualmente os mesmos se encontram legislativamente delineados, não são coincidentes: nos termos da alínea *d*) do artigo 4.º do *Regulamento de Segurança de Barragens* (RSB)¹⁰⁷, considera-se uma barragem “o conjunto formado pela estrutura de retenção, sua fundação, zona vizinha a jusante, órgãos de segurança e exploração e albufeira, com exceção dos diques fluviais e costeiros e enseadeiras que não permaneçam para além do período de construção”; ou, noutra formulação, “a estrutura de retenção colocada numa linha de água, sua fundação, órgãos de segurança e exploração” [cf. artigo 3.º, alínea *f*), do Decreto-Lei n.º 107/2009, de 15 de maio, que aprova o regime de proteção das albufeiras de águas públicas de serviço público e das lagoas ou lagos de águas públicas]. Quer dizer, embora a barragem se deva conceber como uma infraestrutura hidráulica, este conceito tem um pendor mais amplo, nele se incluindo outras construções.

Atualmente, o legislador estabelece uma distinção entre dois tipos de barragens – as *pequenas barragens* (barragens com altura igual ou inferior a 15 metros e capacidade de armazenamento inferior a 100 000 m³) e as *grandes barragens* (as restantes) –, distinção essa que tendencialmente se repercute nos regimes jurídicos mobilizáveis: as pequenas barragens assim definidas incluem-se tendencialmente¹⁰⁸ no âmbito de

caso de aproveitamento hidroelétricos subjacente ao Acórdão do Tribunal Central Administrativo do Sul, de 06.12.2012, P. 09267/12, não se trata esta de uma questão despicinda, mas, pelo contrário, de um problema dogmático com relevantes repercussões práticas: em causa estava determinar se a impugnação dos atos administrativos praticados durante o procedimento de formação do contrato se encontrava submetida ao contencioso pré-contratual urgente.

¹⁰⁶ Tratando-se de infraestruturas hidráulicas para produção de energia, o Decreto-Lei n.º 226-A/2007 exige, muito naturalmente, além da intervenção da entidade competente em matéria de recursos hídricos, a vistoria da Direção-Geral de Energia e Geologia para atribuição da licença de exploração (artigo 67.º, n.º 5).

¹⁰⁷ Aprovado pelo Decreto-Lei n.º 344/2007, de 15 de outubro.

¹⁰⁸ A parte final do n.º 1 do artigo 1.º do *Regulamento de Pequenas Barragens* exclui

aplicação do *Regulamento de Pequenas Barragens* (RPB)¹⁰⁹ e as grandes barragens encontram-se submetidas ao já citado RSB. Em qualquer das hipóteses, o legislador apresenta preocupações em matéria de controlo da segurança das barragens (desde a fase de projeto, passando pela construção e primeiro enchimento, mantendo-se durante a exploração), tarefa que se encontra, em primeira linha, cometida à Autoridade Nacional de Segurança de Barragens, a qual se identifica atualmente com a *Agência Portuguesa do Ambiente* [cf. artigo 3.º, n.º 7, alínea *c*], do Decreto-Lei n.º 56/2012].

Distinta também do conceito de barragem surge a noção de *albufeira*: se a primeira se refere à infraestrutura, a segunda identifica “o volume de água retido pela barragem (conteúdo) ou terreno que circunda o mesmo volume (continente), ou ambos, devendo o sentido, em cada caso, ser deduzido do contexto” [cf. artigo 4.º, alínea *c*], do RSB]; ou, dizendo de outra forma, “a totalidade do volume de água retido pela barragem em cada momento cuja cota altimétrica máxima iguala o nível de pleno armazenamento, e respetivo leito” [cf. artigo 3.º, alínea *b*], do Decreto-Lei n.º 107/2009]. As albufeiras criadas para fins de utilidade pública, nomeadamente produção de energia elétrica¹¹⁰, e respetivos leitos integram o domínio público hidráulico, nos termos da alínea *e*) do artigo 5.º da Lei n.º 54/2005 – trata-se, aliás, de um exemplo paradigmático da mobilização legislativa da aptidão para a produção de energia como critério da dominialidade de recursos hídricos.

Atente-se, porém, em que a classificação das albufeiras como bens dominiais não implica que ao mesmo estatuto se encontrem submetidas as barragens. Tradicionalmente, as barragens eram concebidas

do seu *Tatbestand* as barragens abrangidas pelo n.º 2 do artigo 2.º do então *Regulamento de Segurança de Barragens*, aprovado pelo Decreto-Lei n.º 11/90, de 6 de janeiro. Embora este diploma haja sido revogado pelo Decreto-Lei n.º 344/2007, a citada disposição encontra hoje correspondência no n.º 2 do artigo 2.º do RSB, o qual submete à sua aplicação as barragens (ainda que de pequena dimensão), que, em resultado da aprovação de projetos ou de estudos de avaliação de segurança, sejam incluídas na classe I (*i. e.*, atento o critério da ocupação humana, bens e ambiente e em função dos danos potenciais, barragens cuja região do vale a jusante tem residentes em número igual ou superior a 25 – cf. n.º 4 do Anexo e artigo 3.º do RSB).

¹⁰⁹ Aprovado pelo Decreto-Lei n.º 409/93, de 14 de dezembro.

¹¹⁰ Estas albufeiras aproximam-se do conceito de “albufeiras de águas públicas de serviço público”, a que se reporta a alínea *c*) do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 107/2009, as quais se classificam em albufeiras de utilização protegida, albufeiras de utilização condicionada e albufeiras de utilização livre, nos termos do artigo 7.º do mesmo diploma. As utilizações das albufeiras de águas públicas encontram-se sujeitas às disposições especiais sobre a matéria que constam dos artigos 16.º e seguintes do citado Decreto-Lei n.º 107/2009, bem como aos planos de ordenamento de albufeiras de águas públicas.

como bens do domínio público do Estado – ainda constitui uma manifestação desta perspectiva a alínea *d*) do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 477/80. A dominialidade das barragens consubstanciava uma consequência da concepção, perfilhada por Marcello Caetano, segundo a qual as infraestruturas de rede (em especial, da rede elétrica) constituíam uma *universalidade pública, i. e.*, um “complexo de coisas pertencentes ao mesmo sujeito de direito público e afectadas ao mesmo fim de utilidade pública, que a ordem jurídica submete ao regime administrativo como se se tratasse de coisas públicas simples”¹¹¹; neste sentido, a barragem configuraria uma componente da rede elétrica e, como elemento dela inseparável, beneficiaria do mesmo estatuto jurídico¹¹².

Se, à luz dos diplomas vigentes na época, parte da doutrina já criticava a leitura extensiva de Marcello Caetano¹¹³, a liberalização do setor elétrico ocorrida a partir do «pacote legislativo» de 1995 inviabiliza qualquer posição que defenda a dominialidade pública das barragens¹¹⁴. Efetivamente, a evolução legislativa verificada nos últimos tem-

¹¹¹ Marcello CAETANO, *Manual de Direito Administrativo*, tomo II, 10.ª ed., reimp., Almedina, Coimbra, 1999, pp. 889 e ss., a quem se deve a construção do conceito de universalidade pública, a partir do congénere do direito privado (cf. artigo 206.º do Código Civil).

¹¹² Assim, Marcello CAETANO, *Manual...*, cit., p. 911, que concebia as redes elétricas (de utilidade pública e interesse nacional) como universalidades, mobilizando conjuntamente o Decreto-Lei n.º 23 565, de 15 de fevereiro de 1934 (que classificava os bens do domínio público e privado do Estado para efeito da organização do cadastro, havendo sido revogado pelo Decreto-Lei n.º 477/80) e o Decreto-Lei n.º 43 335, de 1 de novembro de 1960.

O Decreto-Lei n.º 23 565 integrava já no domínio público do Estado “as rédes de distribuição pública de energia eléctrica” [cf. artigo 1.º, alínea *b*)]. O Decreto-Lei n.º 43 335 definia o conceito de «rede eléctrica nacional» como “o conjunto de instalações de serviço público destinadas à produção, ao transporte e à distribuição de energia eléctrica” (artigo 1.º, próemio), entre as quais contabilizava as “centrais hidroeléctricas destinadas à produção de energia para alimentação de linhas de transporte e de grande distribuição” [artigo 1.º, alínea *b*)]; por sua vez, a alínea *a*) do artigo 13.º – que identificava as instalações abrangidas pelas concessões de produção hidroeléctrica – referia-se expressamente às barragens (enquanto exemplo de obras hidráulicas).

¹¹³ Cf., por todos, Rui MACHETE, «O Domínio Público e a Rede Eléctrica Nacional», in: *Revista da Ordem dos Advogados*, n.º III, ano 61, dezembro 2001, pp. 1395 e ss.

¹¹⁴ Rejeitando também a natureza dominial das barragens, v. Pedro GONÇALVES, «A Produção...», cit., ponto 2, ainda que, como resultará da argumentação desenvolvida em texto, com uma fundamentação diversa, por partir de um pressuposto distinto, considerando que as barragens – a estarem sujeitas ao estatuto da dominialidade – integrariam o domínio hídrico; por este motivo, o Autor defende que a alínea *d*) do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 477/80 foi revogada pela Lei n.º 54/2005. Adota já uma posição idêntica (inclusão das barragens no domínio hídrico em momento anterior ao da entrada em vigor da Lei n.º 54/2005) Rui MACHETE, «O Domínio Público e a Rede Eléctrica Nacional», in: *Revista da Ordem dos Advogados*, n.º III, ano 61, dezembro 2001, pp. 1402, 1410 e ss. O tratamento legislativo e a perspectiva dogmática segundo a qual o domínio público hídrico se con-

pos não se compadece sequer com a subordinação ao domínio público da rede nacional de transporte¹¹⁵.

Atualmente, o n.º 2 do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007 revela-se bastante explícito, não só em virtude de afirmar que, quando a utilização permitida envolver a realização de obras e alterações, o direito de uso privativo abrange poderes de construção, transformação ou extração, mas sobretudo por clarificar que as construções efetuadas ou as instalações desmontáveis erguidas sobre ou sob o domínio público constituem *propriedade privada do concessionário*¹¹⁶ durante a vigência da concessão¹¹⁷.

3.3. *Salvaguarda de usos alternativos*

A atual escassez de recursos hídricos determinou a previsão legislativa de uma ordem de preferências de usos (artigo 64.º da *Lei da Água*), a qual privilegia quer o interesse público do abastecimento populacional, quer o interesse público da proteção dos recursos – sem prejuízo da consideração de que podem coexistir aproveitamentos diferentes sobre os mesmos recursos hídricos. Criando um conjunto de critérios orientadores da ação administrativa na atribuição de

figura, em regra, como um exemplo do domínio público natural (por oposição ao domínio público artificial) levaram-nos a propugnar uma posição diferenciada.

¹¹⁵ *V.*, sobre esta questão, as considerações que tecemos em *O Domínio...*, cit., pp. 243 e ss., para as quais remetemos.

¹¹⁶ Esta posição não pode, naturalmente, obliterar as especificidades que podem ocorrer quando as construções efetuadas sobre a parcela dominial passem a desempenhar uma função pública que, de acordo com o legislador, determina a sua submissão ao estatuto da dominialidade. Nestes casos, deverá entender-se que as mesmas pertencem à entidade pública titular da parcela dominial em causa (que pode coincidir com o concedente, se a titularidade do domínio público não estiver separada da gestão), integrando o domínio público, com todas as consequências que isso implica em termos de regime jurídico. Simplesmente, na hipótese em análise, a infraestrutura construída não reúne as características que permitam integrá-la em qualquer dos tipos de bens dominiais assim qualificados pelo legislador.

Para outros desenvolvimentos sobre o regime jurídico das construções efetuadas sobre parcelas dominiais no âmbito de concessões de uso privativo, cf. o nosso trabalho «A Concessão...», cit., pp. 326 e ss.

¹¹⁷ Com o termo da concessão, as obras executadas e as instalações construídas revertem gratuitamente para o Estado, sem prejuízo de reembolso do valor não recuperado, nos casos em que o concessionário tenha realizado investimentos adicionais aos inicialmente previstos e se demonstre que os mesmos não foram ainda nem teriam podido ser recuperados (salvo se a Administração decidir a prorrogação da concessão pelo prazo necessário para permitir a recuperação dos investimentos, desde que o prazo total não exceda os 75 anos). *V.* artigos 69.º, n.º 2, da *Lei da Água*, e 35.º e seguinte do Decreto-Lei n.º 226-A/2007.

títulos de utilização, a *Lei da Água* restringe a discricionariedade de apreciação das entidades competentes para conferir usos privativos, que devem agora ter em conta, em caso de conflito de usos, não só os novos pedidos de títulos de utilização como os títulos de utilização em vigor que possam ser revogados¹¹⁸.

Note-se, porém, que os aproveitamentos hidroelétricos apresentam outras virtualidades que ultrapassam em muito a produção de eletricidade. Na verdade, aqueles admitem usos alternativos dos recursos hídricos que em nada prejudicam (antes valorizam) o direito de utilização privativa do domínio público, entre os quais se contam o fornecimento de água para abastecimento e rega, o controlo de cheias, o combate a incêndios florestais, o lazer e os usos ambientais (garantia de qualidade da água a jusante e manutenção de caudais ambientais)¹¹⁹. Esta virtualidade constitui (mais) um elemento a ponderar também na atribuição da concessão de uso privativo.

3.4. Risco e utilização de recursos hídricos: a caução de recuperação ambiental

O Decreto-Lei n.º 226-A/2007 criou a caução de recuperação ambiental [cf. artigo 25.º, n.º 5, e anexo I, A)], cuja fixação decorre dos riscos que a atividade concessionada importa para os recursos hídricos – daí que, nos termos do n.º 3 do anexo I, A, o respetivo valor seja fixado tendo em conta a percepção do risco envolvido e que, de acordo com o n.º 5 do artigo 25.º, se possa dispensar¹²⁰ o concessio-

¹¹⁸ O artigo 87.º da *Lei da Água* criou o *Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos*, com o propósito de assegurar a gestão integrada das informações sobre as águas, incluindo a sua recolha, organização, tratamento, arquivamento e divulgação, cuja instituição e atualização competem à *Agência Portuguesa do Ambiente* [artigos 8.º, n.º 2, alínea *k*), da *Lei da Água*]. Um dos conteúdos abrangidos pelo mencionado *Sistema* consiste justamente nas utilizações dos recursos hídricos [cf. artigo 87.º, n.º 3, alínea *b*), da *Lei da Água*], onde figurará o registo e caracterização sumária de todos títulos, contendo os direitos e obrigações dos utilizadores e os critérios legais da emissão e fiscalização da utilização. Para este efeito, o registo e a comunicação dos títulos de utilização devem ser efetuados, antes da respetiva emissão, nos termos dos n.ºs 3 e 6 do artigo 9.º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007 (ainda que estas disposições se destinassem a operacionalizar o anterior *Sistema Nacional de Informação dos Títulos de Utilização dos Recursos Hídricos*, entendemos que, enquanto e na medida em que permitem a concretização de uma das vertentes do atual *Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos*, continuam em vigor).

¹¹⁹ Nestes mesmos termos, cf. PNBEPH, cit., ponto 1.2.7.

¹²⁰ O n.º 6 do artigo 25.º prevê ainda que a prestação da caução para recuperação ambiental seja dispensada quando o interessado demonstre ter constituído uma garantia

financeira para os efeitos do regime jurídico da responsabilidade por danos ambientais, que englobe a utilização em causa, e cujo montante seja equivalente ou superior ao que resultaria do apuramento daquela caução. Em rigor, não se trata de uma dispensa da prestação da caução, mas antes da substituição desta obrigação por uma outra, que permite satisfazer propósitos tendencialmente similares.

Na verdade, o Decreto-Lei n.º 147/2008, de 29 de julho (que estabelece o regime jurídico da responsabilidade por danos ambientais), aplica-se também aos “danos causados à água”, caracterizados, enquanto subespécie dos danos ambientais, como “quaisquer danos que afectem adversa e significativamente, nos termos da legislação aplicável, o estado ecológico, ou o potencial ecológico, e o estado químico e quantitativo das massas de água superficial ou subterrânea, designadamente o potencial ecológico das massas de água artificial e muito modificada”, apenas se excluindo os danos às águas e os efeitos adversos aos quais se aplique o regime da responsabilidade civil pelo dano ambiental decorrente do artigo 95.º da *Lei da Água* [cf. artigo 11.º, n.º 1, alínea e), subalínea ii), do Decreto-Lei n.º 147/2008]. Nos termos do artigo 22.º deste diploma, os operadores que exerçam as atividades contempladas no anexo III (e sobre os quais impende a responsabilidade objetiva prevista no artigo 12.º) estão obrigados à prestação da garantia financeira obrigatória. A circunstância de a produção de hidroeletricidade não merecer consagração no anexo III não impede os operadores de constituírem uma garantia financeira (neste caso, não obrigatória) que permita assumir a responsabilidade ambiental – aliás, a admissibilidade da constituição de garantias financeiras não obrigatórias decorre, implicitamente, do n.º 2 do artigo 23.º, quando se refere a “garantias financeiras, obrigatórias ou não, constituídas para assumir a responsabilidade ambiental”. Atentos os riscos inerentes à utilização dos recursos hídricos para a produção de energia elétrica, entendemos revelar-se conveniente (ainda que não imperativa) a prestação de tal garantia financeira, com todas as vantagens que tal implica para a tutela ambiental e sem qualquer prejuízo para os operadores económicos, na medida em que substitua o pagamento da caução de recuperação ambiental (total ou parcialmente, consoante o valor da primeira coincida ou seja inferior ao montante desta última).

Questão distinta – mas relevantíssima, no horizonte que nos ocupa – concerne à adoção dos *instrumentos de compensação ambiental* a que se refere o artigo 36.º do Decreto-Lei n.º 142/2008, de 24 de julho (que estabelece o regime jurídico da conservação da natureza e da biodiversidade), os quais se concretizam, nos termos dos n.ºs 2 e 3 deste preceito, quer na realização de projetos ou ações pelo próprio interessado que produzam um benefício ambiental equivalente ao custo ambiental causado, quer na iniciativa e financiamento pelo interessado de projetos ou ações a realizar pela autoridade nacional para a conservação da natureza e da biodiversidade (atualmente, o Instituto de Conservação da Natureza e das Florestas [cf. artigo 3.º, n.º 2, alínea a), do Decreto-Lei n.º 135/2012, de 29 de junho]). Se à prestação de garantia financeira preside o propósito de, face à ocorrência de um dano ambiental, compensar *ex post* esse dano, os instrumentos de compensação ambiental atuam *ex ante* sobre os custos ambientais das atividades a desenvolver, constituindo o resultado de um “juízo de prognose, o juízo sobre a evolução futura do risco de eclosão de danos ecológicos significativos” (Acórdão do Tribunal Central Administrativo do Sul, de 23.09.2010, P. 04948/09). Como já acentuámos, a construção de centrais hidroeléctricas importa alterações significativas no meio ambiente, pelo que a identificação das medidas de compensação e respetivos custos se revelam determinantes também na análise económico-financeira dos projetos – aliás, foi precisamente a falta de contabilização dos custos da compensação ambiental nos custos do projeto que a Comissão Europeia censurou no caso do Aproveitamento Hidroelétrico do Baixo Sabor (cf. o Acórdão citado). Refletindo sobre o regime (ou a ausência dele) do instituto da compensação ambiental, *n*. Carla Amado GOMES/Luís BATISTA, «A Biodiversidade à Mercê dos Mercados? Reflexões sobre Compensação Ecológica e Mercados de Biodiversidade», disponível em <http://www.actualidadjuridicaambiental.com/wp-content/uploads/2013/10/2013_09_24_Carla-Amado_Biodiversidade.pdf>.

nário da sua prestação, atenta a utilização pretendida e desde que esta se não revele suscetível de causar impacte significativo nesses recursos. Ora, ponderadas estas duas exigências, a produção de hidroeletricidade pressupõe, evidentemente, a prestação da caução de recuperação ambiental: por um lado, trata-se de uma atividade que, pela tecnologia que mobiliza e, sobretudo, pelas complexas infraestruturas que pressupõe, se revela suscetível de importar um risco considerável para os recursos hídricos; por outro lado, que estamos perante uma utilização privativa que envolve uma alteração relevante quer na morfologia das águas, quer, como consequência, nos ecossistemas que lhes estão associados.

A caução de recuperação ambiental não se confunde com outras prestações pecuniárias associadas à celebração do contrato de concessão de utilização de recursos hídricos para a produção de eletricidade.

Assim sucede, desde logo, com a prestação de caução adequada a assegurar o cumprimento das obrigações (*in casu*) relativas à implantação, alteração e demolição de instalações fixas ou desmontáveis, infraestruturas e equipamentos de apoio à circulação rodoviária e infraestruturas hidráulicas [cf. artigo 25.º, n.º 4, e anexo I, B), do Decreto-Lei n.º 226-A/2007]. Não se trata, pois, de uma prestação destinada a obviar aos riscos emergentes da utilização de recursos hídricos, mas de uma caução dirigida a assegurar o cumprimento das estipulações contratuais atinentes, em particular, no domínio em que nos movemos, à garantia da “boa e regular execução da obra” de construção das infraestruturas hidráulicas¹²¹.

novembro 2013 (em especial, sobre a necessidade de articulação entre o regime da responsabilidade pelo dano ambiental e a compensação ambiental, pp. 28 e ss.).

¹²¹ Estamos, pois, diante uma aplicação particular da caução que, em geral, é prestada relativamente a contratos que impliquem o pagamento de um preço pela entidade adjudicante, a qual tem como finalidade garantir a celebração do contrato, bem como o exato e pontual cumprimento de todas as obrigações legais e contratuais que assume com essa celebração [cf. artigo 88.º, n.º 1, do *Código dos Contratos Públicos* – CCP; sobre o problema da aplicação deste diploma aos contratos de utilização privativa do domínio público debruçámo-nos já em trabalho anterior: «Contrato Público e Domínio Público», in: Pedro GONÇALVES (org.), *Estudos de Contratação Pública – I*, Coimbra Editora, Coimbra, 2008, pp. 847 e ss.]. Com esta observação não pretendemos afirmar que a caução constante do Decreto-Lei n.º 226-A/2007 *substitui* sempre aquela que se encontra contemplada no Código dos Contratos Públicos. Efetivamente, a caução prevista no CCP possui um âmbito mais alargado, destinando-se a garantir o cumprimento de *todas* as obrigações emergentes do contrato. Na medida em que as obrigações contratuais extravasem o âmbito previsto no Anexo B), continua o adjudicatário vinculado ao pagamento da caução emergente do artigo 88.º do CCP, devendo, no cômputo desta, ser deduzido o valor da caução estabelecida no Decreto-Lei n.º 226-A/2007.

Por outro lado, e em geral, as concessões de uso privativo pressupõem como contrapartida o pagamento de uma prestação pecuniária – o que permite considerar que a outorga do uso privativo se caracteriza pela nota da *rentabilidade* também na perspetiva da Administração (cf. artigo 28.º, n.º 1, *in fine*, do *Regime Jurídico do Património Imobiliário Público*¹²²). Tal sucede igualmente no horizonte em que nos movemos, prevendo o artigo 78.º da *Lei da Água* o pagamento de uma taxa pela utilização dos recursos hídricos: a *taxa de recursos hídricos* (TRH). Aten-te-se, porém, em que esta taxa, diversamente do que sucede com aque-las que, em geral, são devidas pelo uso privativo do domínio público, possui objetivos mais ambiciosos, os quais se reconduzem a promover uma utilização sustentável dos recursos hídricos, nos termos previstos no n.º 1 do artigo 77.º da *Lei da Água*, em plena consonância com as exigências decorrentes da articulação dos princípios do valor social da água, da dimensão ambiental da água e do valor económico da água [cf. artigo 3.º, n.º 1, alíneas *a*), *b*) e *c*), da *Lei da Água*]. Neste sentido, a TRH assume-se como um dos instrumentos económico-financeiros da racionalização do aproveitamento dos recursos hídricos (cf. artigo 3.º, n.º 1, do Decreto-Lei n.º 97/2008, de 11 de junho), tendo como propósito “compensar o benefício que resulta da utilização privativa do domínio público hídrico, o custo ambiental inerente às actividades susceptíveis de causar um impacte significativo nos recursos hídricos, bem como os custos administrativos inerentes ao planeamento, gestão, fiscalização e garantia da quantidade e qualidade das águas” (cf. artigo 3.º, n.º 2, do Decreto-Lei n.º 97/2008).

A especificidade agora assinalada encontra uma projeção na base de incidência objetiva da TRH (cf. artigo 78.º, n.º 1, da *Lei da Água*), que pondera separadamente o valor económico da utilização dos recursos hídricos e o impacto causado pelas atividades sobre estes desenvolvidos¹²³, de molde a penalizar os utilizadores que acarretem maiores custos ambientais – como sucederá com a produção de hidroeletricidade. Daí que, na mesma ordem de ideias, o n.º 3 do arti-go 80.º isente do pagamento da TRH as utilizações reconhecidas por decreto-lei como insuscetíveis de causar impacto adverso significativo no estado da água e dos ecossistemas associados, nem de agravar situa-

¹²² Decreto-Lei n.º 280/2007, de 7 de agosto.

¹²³ Sobre as bases de incidência da TRH, as taxas de aplicáveis e a liquidação, cf. artigos 4.º e seguintes do Decreto-Lei n.º 97/2008; para a definição dos valores de base da TRH para o ano de 2013, *v.* Despacho n.º 1/PRES/2013, de 11.04.2013.

ções de escassez. Uma atenção especial merecem também as formas de aplicação da TRH contempladas no artigo 79.º, onde se denota a preocupação em empregar as receitas provenientes da cobrança da mesma no financiamento de atividades dirigidas à promoção e proteção dos recursos hídricos e valores ambientais associados¹²⁴.

Também a TRH se distingue da caução de recuperação ambiental, desde logo, pelos fins que lhe estão subjacentes. Como vimos, esta última apenas pretende assegurar a recuperação de *eventuais danos ambientais* causados nos recursos hídricos em consequência da exploração [cf. anexo I, A), n.º 3] – motivo pelo qual o respetivo valor não é aferido em função do volume ou do montante dos recursos utilizados e do tipo ou gravidade do impacte (negativo) no estado de qualidade ou quantidade da água, mas pretende antes revelar-se proporcional aos *riscos* inerentes à atividade desenvolvida ao abrigo da concessão.

3.5. Procedimento

Urge agora acentuar a especificidade do desenho procedimental, que se pode desenvolver por iniciativa privada ou por iniciativa pública. O recente interesse que as matérias relacionadas com o domínio público tem merecido por parte do legislador prende-se com a consciencialização das hipóteses de rentabilização que os mesmos encerram – rentabilização essa estreitamente relacionada com a possibilidade de utilização pelos particulares. Tal foi a *ratio* subjacente ao *Regime Jurídico do Património Imobiliário Público* (RJIPI), aprovado pelo Decreto-Lei n.º 280/2007, de 7 de Agosto, que, pela primeira vez, consagra um acervo de disposições destinadas a disciplinar, em termos genéricos, os imóveis integrados no domínio público estadual (cf. artigos 14.º e seguintes).

Assim, superada a perspetiva tradicional dirigida em exclusivo à proteção do domínio público, as normas mais recentes, orientadas

¹²⁴ Metade das receitas obtidas com a cobrança da TRH é destinada ao *Fundo de Proteção dos Recursos Hídricos*, o qual conhece por finalidade promover a utilização racional e a proteção dos recursos hídricos através da afetação de recursos a projetos e investimentos necessários ao seu melhor uso, nomeadamente a projetos de grande envergadura – cf. artigos 18.º, n.º 1, alínea *a*), e 19.º do Decreto-Lei n.º 97/2008. Coube ao Decreto-Lei 172/2009, de 3 de agosto, criar o referido *Fundo*, o qual constitui um património autónomo, desprovido de personalidade jurídica, mas com autonomia administrativa e financeira, que viabilizará a promoção, designadamente, de projetos destinados a melhorar a eficiência no aproveitamento de águas. As questões relativas ao financiamento dos projetos encontram-se previstas no *Regulamento de Gestão do Fundo de Proteção dos Recursos Hídricos*, aprovado pela Portaria n.º 486/2010, de 13 de julho.

pelo imperativo da rentabilização, reforçam os aspetos relacionados com a exploração e a utilização dos bens dominiais por entidades privadas, organizando o sistema em torno de dois vetores fundamentais: atrair os particulares e garantir a concorrência. Por um lado, a atratividade é alcançada através da previsão de prazos mais longos dos títulos utilização, bem como da possibilidade de oneração e alienação dos direitos daí emergentes e da indemnizabilidade em caso de cessação por motivos de interesse público; por outro lado, a concorrência¹²⁵ fica satisfeita com a abertura dos procedimentos de outorga dos títulos de utilização a todos os interessados.

Em termos sectoriais, a legislação relativa aos recursos hídricos (mormente quando estes são utilizados para a produção de electricidade) constitui uma expressão decisiva desta evolução, acentuando a ideia de participação, transparência e abertura dos procedimentos de atribuição de títulos de utilização.

A atribuição das concessões pode, desde logo, resultar da iniciativa pública. Contam-se entre estas hipóteses, os casos em que, nos termos dos n.ºs 2 e 4 do artigo 24.º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007, o procedimento pré-contratual seguido corresponde ao concurso público, prevendo o legislador a aplicação, com as necessárias adaptações, das normas relativas à celebração de contratos de empreitada de obras públicas, na medida em que a concessão implique (como sucede, *in concreto*) a realização de obras (as quais se reconduzem, no nosso horizonte problemático, à construção dos centros electroprodutores). Neste contexto, o legislador confere um direito de preferência ao anterior titular, desde que se haja manifestado nesse sentido um ano antes do *terminus* da concessão e, no prazo de dez dias após a adjudicação¹²⁶, comunique

¹²⁵ Recorde-se que o artigo 7.º do RJPIP estabelece de forma expressa que “as entidades abrangidas pelo presente decreto-lei devem, na gestão dos bens imóveis, assegurar aos interessados em os contratar ou em os utilizar uma concorrência efectiva”.

¹²⁶ O prazo para o exercício do direito de preferência (comum ao regime do direito de preferência quer do anterior titular, quer, como veremos já a seguir, do primeiro requerente) configura uma espécie de cláusula *stand-still*, que impede a adjudicação, a fim de permitir o exercício do direito de preferência – talqualmente acentua o Tribunal Administrativo do Sul (cf. Acórdão de 04.11.2010, P. 06349/10). Em sentido diverso, Alexandra LEITÃO («A Utilização do Domínio Público Hídrico por Particulares», in: *Direito da Água*, ERSAR/ICJP, Lisboa, 2013, p. 200, disponível em <http://www.icjp.pt/sites/default/files/publicacoes/files/curso_tecnico_3.pdf>) propugna que o prazo de dez dias constitui uma cláusula *stand-still* que, funcionando *após a adjudicação*, obvia à celebração do contrato.

Parece-nos, contudo, mais adequada a interpretação perfilhada pela jurisprudência: a finalidade do exercício do direito de preferência consiste precisamente em permitir a adjudicação ao anterior titular (ou ao primeiro requerente), quando este declare conformar-se com a proposta que, durante a tramitação do procedimento concursal, foi clas-

sujeitar-se às condições da proposta selecionada (cf. artigo 21.º, n.º 8, por remissão do artigo 24.º, n.º 5)¹²⁷.

O diploma consagra ainda uma outra hipótese de iniciativa pública, que concerne às situações em que o Governo pretende promover a implementação de infraestruturas hidráulicas destinadas à produção de energia hidroelétrica superior a 100 MW – caso em que a concessão será atribuída mediante procedimento concursal a decorrer segundo uma tramitação fixada por resolução do Conselho de Ministros, que, naturalmente, estará vinculada aos princípios e normas legais em matéria de contratação pública¹²⁸.

sificada em primeiro lugar. Quer dizer, a norma especial do Decreto-Lei n.º 226-A/2007 viabiliza a adjudicação a um concorrente cuja proposta (original) não mereceu o primeiro lugar, concorrente esse que, confrontado com a possibilidade da seleção de outro particular, decide sujeitar-se às condições resultantes da proposta vencedora. E contra esta posição não se oponha que a adjudicação consubstancia, nos termos do artigo 73.º do CCP, o ato administrativo pelo qual é escolhida uma proposta, pelo que, ainda quando o anterior titular (ou o primeiro requerente) exerça(m) o direito de preferência, será sempre a proposta classificada em primeiro lugar que definirá as condições da utilização privativa. Tal argumentação esqueceria que o objeto (o ente que sofre os efeitos do ato – *in casu*, o adjudicatário) constitui um elemento do ato administrativo: a adjudicação à proposta apresentada por um concorrente não poderia substituir (porque se assume como um ato administrativo distinto) a adjudicação ao titular do direito de preferência que o exerceu – e somente esta poderia conduzir à celebração do contrato com o preferente.

Assim, a notificação para o exercício do direito de preferência ocorrerá com a notificação do relatório final de avaliação das propostas (não obstante a fórmula pouco rigorosa acolhida pelo Decreto-Lei n.º 226-A/2007, que se refere, no n.º 1 do artigo 21.º, à “notificação da escolha da proposta”). Caso o titular do direito de preferência o exerça, a adjudicação será efetuada a favor deste último. Em seguida, e prosseguindo a aplicação subsidiária do CCP, haverá lugar ao decurso do prazo de dez dias (*cláusula stand-still*) contemplado na alínea *a*) do n.º 1 do artigo 104.º, entre a adjudicação e a celebração do contrato.

Inclinam-se igualmente no sentido apontado Lino TORGAL/Marisa Martins FONSECA, «Contributo para um Regime de Contratação de Concessões de Obras e de Serviços Públicos na Sequência de Propostas Não Solicitadas (*Unsolicited Proposals*)», in: *Estudos em Homenagem ao Prof. Doutor Sêrvulo Correia*, Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa/Coimbra Editora, Coimbra, 2010, p. 543; como decorre do trabalho empreendido por estes Autores, para cujas considerações remetemos, os problemas assomam antes da perspetiva da compatibilidade da previsão de direitos de preferência com os princípios da contratação pública.

¹²⁷ Com o propósito de assegurar a utilidade deste direito de preferência e uma certa continuidade na utilização dos recursos hídricos, o prazo do título pode ser prorrogado até à decisão final do procedimento concursal, desde que tal prorrogação não exceda cinco anos (cf. artigo 24.º, n.º 8, do Decreto-Lei n.º 226-A/2007).

¹²⁸ O Decreto-Lei n.º 226-A/2007 prevê duas exceções à utilização de procedimentos concorrenciais: a atribuição da concessão por ato legislativo (decreto-lei) às entidades públicas empresariais e às demais empresas públicas a quem deva caber a exploração de empreendimentos de fins múltiplos (cf. artigo 24.º, n.º 1) e a celebração de protocolos entre a APA e associações sem fins lucrativos, que tenham vindo a exercer a gestão de domínio público hídrico, designadamente no âmbito das atividades previstas na alínea *b*) do n.º 1 do artigo 20.º (cf. artigo 24.º, n.º 3).

A iniciativa particular vem prevista no n.º 6 do artigo 24.º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007, que determina a aplicação das regras estabelecidas nos n.ºs 5 a 8 do artigo 21.º (licenças sujeitas a concurso). Nos termos destas últimas, o particular deve apresentar um pedido de atribuição da concessão, do qual constem a localização, o objeto e as características da utilização pretendida [artigo 21.º, n.º 5, alínea *a*].

Apresentado este requerimento¹²⁹, a autoridade competente efetua uma apreciação liminar do mesmo no plano da legalidade e do mérito, verificando: α) se existem causas que impeçam a prossecução do procedimento, β) se a atribuição do uso privativo se revela inconveniente ou inoportuna para a satisfação do interesse público, ou γ) se a Administração pretende conferir tal utilização por via de iniciativa pública [artigo 21.º, n.º 5, alínea *b*]. Não se verificando qualquer destas hipóteses, e, por conseguinte, não tendo havido lugar a um indeferimento liminar¹³⁰, a APA procede à publicitação do mesmo (através da afixação de editais e da publicação nos locais de estilo) durante um prazo de 30

¹²⁹ A jurisprudência tem sugerido que a apresentação do pedido pelo particular não consubstancia um verdadeiro ato de iniciativa do procedimento, invocando, desde logo, o elemento literal emergente da alínea *a*) do n.º 5 do artigo 21.º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007, que se refere à verificação da existência de “causas que obstem desde logo à abertura do procedimento”. Assim, e de acordo com o Tribunal Administrativo do Sul (Acórdão de 29.09.2011, cit.), “não podendo ser associado ao requerimento do particular o efeito jurídico de abertura ou instauração do procedimento sem que haja pronúncia (acto) administrativa positiva expressa nesse sentido; dito de outro modo, parece que neste domínio está arredado o acto silente por inexistência do dever legal de decidir”.

Parece-nos, porém, que o pedido do particular constitui um verdadeiro requerimento (para efeitos dos artigos 74.º e seguintes do CPA) e inicia já o procedimento administrativo de atribuição do direito de utilização privativa, o qual pode, contudo, terminar com uma decisão de indeferimento liminar. Por questões de economia procedimental, julgamos que a apreciação exigida pela alínea *a*) do n.º 5 do artigo 21.º poderá ser efetuada em conjunto com o conhecimento das questões que prejudiquem o desenvolvimento normal do procedimento, a que se refere o artigo 83.º do CPA (embora com a consciência de que estas últimas precedem e prejudicam o juízo sobre as primeiras). Destarte, o indeferimento liminar poderá fundamentar-se em questões de natureza formal-procedimental (como sucederá, *n. g.*, se estiver verificada uma das condições previstas no artigo 83.º do CPA), mas também em questões de natureza material (como acontecerá, *n. g.*, se a APA verificar que existem usos efetivos ou potenciais dos recursos hídricos, reconhecidos como prioritários e incompatíveis com o pedido, ou se a APA considerar o requerimento inoportuno) cuja apreciação e avaliação pressupõe a formulação de um juízo administrativo que afetará a esfera jurídica dos destinatários e, por conseguinte, determina a prática de um ato administrativo. Nesta medida, a apresentação de um pedido de utilização privativo dos recursos hídricos gera para a APA um dever de decisão e não apenas um dever de pronúncia.

¹³⁰ Que a Administração (no caso, a APA) não deve deixar de praticar para evitar posteriores litígios complexos, sobretudo quando pretende, no futuro, desencadear (por iniciativa pública) um procedimento concursal para atribuir o direito de utilização privativa sobre os mesmos recursos hídricos dominiais (cf. o caso que esteve na base do Acórdão do Tribunal Central Administrativo do Sul, de 29.09.2011, P. 0465/11/A).

dias [artigo 21.º, n.º 5, alínea c)]. O legislador impõe, pois, a respetiva atribuição a procedimento concursal, ainda quando o procedimento é iniciado pelo pedido do particular, promovendo quer a concorrência no âmbito da utilização dos recursos hídricos (ao permitir que outros interessados possam requerer para si a emissão do título com o objeto e finalidade inerentes à utilização publicitada), quer a proteção dos recursos hídricos (ao admitir que os interessados venham apresentar objeções à atribuição do título). Cumprido o trâmite da publicitação e decorrido o respetivo prazo, podem verificar-se duas hipóteses:

a) No caso de não serem apresentados pedidos concorrentes, é iniciado no prazo máximo de 1 ano (prorrogável por igual período e por uma única vez) o procedimento tendente à emissão do título, *in casu*, a celebração do contrato administrativo de concessão [artigo 21.º, n.º 5, alínea d)];

b) Se forem apresentados pedidos concorrentes, a APA:

i) inicia um procedimento concursal entre os interessados [artigo 21.º, n.º 4, alínea e)] que seguirá as normas relativas à celebração de contratos de empreitada de obras públicas, porquanto estamos diante de uma concessão que implica a realização de obras (cf. artigo 24.º, n.º 6), gozando o primeiro requerente¹³¹ do direito de preferência, desde que comunique, no prazo de dez dias a contar da notificação da escolha da proposta, sujeitar-se às condições da proposta selecionada (artigo 21.º, n.º 6), ou

ii) quando o número de pretensões apresentadas o justifique, decide que a escolha do concessionário seja realizada mediante concurso público (que seguirá o regime jurídico previsto para as empreitadas de obras públicas), determinando a sua abertura (artigo 24.º, n.º 6). Nesta hipótese, prevê-se igualmente o direito de preferência do primeiro requerente nos termos assinalados na alínea anterior.

¹³¹ Alexandra LEITÃO («A Utilização...», cit., pp. 200 e ss.) efetua uma interpretação restritiva da atribuição do direito de preferência ao primeiro requerente, defendendo que apenas dele gozará o requerente que haja obtido uma informação prévia favorável; por este motivo, considera a Autora, que o requerente inicial não se encontra numa situação qualificada (e que, por conseguinte, mereça maior tutela do legislador) relativamente a outro particular que já obteve uma informação prévia favorável.

Gráfico 1: Tramitação do procedimento de atribuição do título de utilização privativa de recursos hídricos

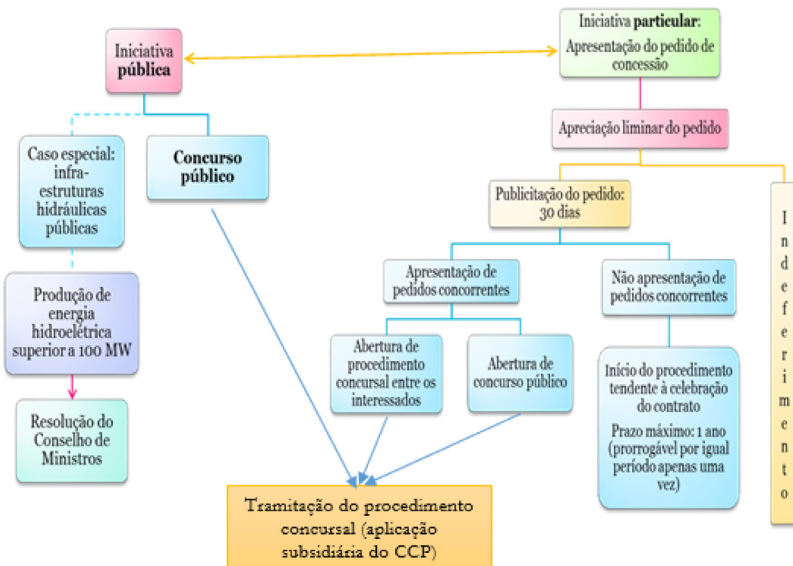


Gráfico 2: Procedimento concursal de atribuição da concessão de utilização privativa de recursos hídricos



V. REGIMES ESPECIAIS

Em matéria de produção de eletricidade a partir da utilização de recursos hídricos, registam-se ainda alguns regimes especiais face às disciplinas gerais acabadas de traçar, os quais congregam especificidades quer face à disciplina supletiva de produção de eletricidade de regime especial, quer perante as normas atinentes à utilização privativa dos recursos hídricos. Destacam-se, neste contexto, os normativos concernentes às centrais mini-hídricas, aos empreendimentos de fins múltiplos e ao aproveitamento da energia das ondas do mar na zona piloto¹³².

1. Centrais mini-hídricas

Um dos vetores da ENE 2020 consiste no reforço da utilização de energia hidroelétrica proveniente de pequenos aproveitamentos hidroelétricos – as designadas centrais mini-hídricas, destinadas à captação de água para produção de energia elétrica com capacidade instalada até 20 MW. Acentuando a complexidade dos procedimentos imprescindíveis ao funcionamento destas infraestruturas (sobretudo, mas não só, da ótica da obtenção do título de utilização privativa dos recursos hídricos), a Resolução do Conselho de Ministros n.º 72/2010, de 10 de setembro, visou prosseguir o imperativo da simplificação procedimental e agilizar a entrada em funcionamento das mini-hídricas, a fim de atingir, até 2020, a meta da instalação de 250 MW naquelas centrais. Para a prossecução deste desiderato, a mencionada Resolução previa o lançamento de procedimentos concursais, durante os anos de 2010 e 2011.

Coube ao Decreto-Lei n.º 126/2010, de 23 de novembro, estabelecer o regime de concretização dos pequenos aproveitamentos hidroelétricos. Nos termos do n.º 3 do artigo 1.º deste diploma, a implementação dos aproveitamentos hidroelétricos visa a atribuição de

¹³² Outros regimes poderão ainda ser criados: pense-se, *n. g.*, na produção de energia hidroelétrica por via do aproveitamento e transformação de moinhos, azenhas, açudes ou outros engenhos hídricos já existentes em território nacional – para a ausência de disciplina específica sobre esta matéria alertou a Resolução da Assembleia da República n.º 136/2012, de 7 de novembro.

uma concessão para a utilização privativa de recursos hídricos do domínio público, e, em simultâneo, a atribuição de reserva de capacidade de injeção de potência na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) e de identificação de pontos de receção associados para energia elétrica produzida nas mini-hídricas. A atribuição destes direitos pressupõe a realização de um concurso público dirigido à celebração de um contrato de concessão com um prazo de 45 anos, e de um contrato de implementação (cf. artigos 3.º, 5.º e 6.º), os quais envolvem a faculdade de utilização privativa dos recursos hídricos em causa, o exclusivo da promoção da exploração dos aproveitamentos hidroelétricos com base nestes recursos, a reserva de capacidade de injeção de potência na RESP e de identificação de pontos de receção associados para energia elétrica produzida nos aproveitamentos, nos termos previstos no programa e no caderno de encargos do concurso, e a remuneração pelo fornecimento de eletricidade entregue à rede de acordo com o disposto no artigo 10.º.

Durante algum tempo, e por força do Decreto-Lei n.º 25/2012, de 6 de fevereiro (ao abrigo dos artigos 4.º e 10.º do Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de dezembro), encontrou-se suspensa a atribuição de potências de injeção na RESP, aplicando-se tal suspensão, independentemente da existência de informação prévia favorável da DGEG, a todos os pedidos cuja ligação à rede não se encontre autorizada ou cujo ponto de receção não se encontre ainda atribuído (cf. artigo 3.º). A única ressalva admissível respeitava a situações excecionais de relevante interesse público, em que estivessem em causa os objetivos e prioridades da política energética nacional (cf. artigo 2.º, n.º 1, 2.ª parte). Como decorria do preâmbulo do Decreto-Lei n.º 25/2012, as razões que presidiram à suspensão prenderam-se com a necessidade de moderação dos investimentos, em consequência do programa de ajustamento financeiro a que Portugal se encontra submetido, após a assinatura dos Memorandos de Entendimento com o Fundo Monetário Internacional, a Comissão Europeia e o Banco Central Europeu¹³³.

¹³³ Em articulação com aquele diploma, o Despacho n.º 3316/2012, de 6 de março, dos Secretários de Estado da Energia e do Ambiente e do Ordenamento do Território, determinava que as autoridades competentes na área dos recursos hídricos deveriam emitir informações prévias desfavoráveis ou indeferimentos liminares, consoante os casos, aos pedidos e requerimentos de atribuição de novos títulos de utilização dos recursos hídricos para fins de produção de energia a partir de centrais mini-hídricas; por outro lado, e enquanto se mantivessem os condicionalismos identificados no referido Despacho, as

A entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, que pôs fim aos regimes remuneratórios mais favoráveis de que gozava a produção de energia elétrica através de fontes renováveis, veio levantar esta suspensão, revogando o Decreto-Lei n.º 25/2012 [cf. artigo 15.º, n.º 2, alínea e), do Decreto-Lei n.º 215-B/2012].

2. Empreendimentos de fins múltiplos

A plurifuncionalidade das infraestruturas hidráulicas projeta a sua importância quando se associa a utilização de recursos hídricos para a produção de energia elétrica a outros usos económica e socialmente relevantes – como sucede com o armazenamento de água para rega de explorações agrícolas ou o controlo de cheias¹³⁴. Eis um aspeto que o legislador procurou acautelar com o regime específico dos empreendimentos de fins múltiplos, adequados para as hipóteses em que se torne necessária ou conveniente a articulação de várias utilizações principais.

O regime jurídico dos empreendimentos de fins múltiplos¹³⁵ consta do artigo 76.º da *Lei da Água*, dos artigos 7.º e 8.º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007, assim como do Decreto-Lei n.º 311/2007, de 17 de Setembro. Decorre destes diplomas que os empreendimentos de fins múltiplos configuram infraestruturas hidráulicas de âmbito

autoridades competentes na área dos recursos hídricos deveriam promover a extinção, nos termos do artigo 112.º do CPA, dos procedimentos administrativos de iniciativa particular, já desencadeados para atribuição de novos títulos de utilização dos recursos hídricos para fins de produção de eletricidade a partir de centrais mini-hídricas.

¹³⁴ Neste sentido se inclina o já citado Relatório para o Desenvolvimento Humano 2006, das Nações Unidas: *n. A Água...*, cit., pp. 155 e ss., com exemplos de sucesso referentes aos Estados Unidos e ao Japão, e refletindo como o investimento em infraestruturas hidráulicas, aliando o armazenamento à capacidade de mitigação do risco, poderia contribuir para a diminuição da pobreza em países atingidos pela variabilidade das chuvas. Por este motivo, “os grandes projectos de infra-estruturas deveriam ser submetidos a um escrutínio crítico no que respeita aos seus possíveis impactos sobre o meio ambiente e as populações pobres. Ao mesmo tempo, o contributo das infra-estruturas de grande escala para o desenvolvimento humano também não deveria ser desdenhado. Em muitos países, este tipo de infra-estruturas fornece água para a irrigação, reduzindo a variabilidade dos fluxos hídricos de que os produtores dispõem e mitigando os riscos de segurança da água resultantes das flutuações da precipitação” (*Op. cit.*, pp. 158 e ss.).

¹³⁵ Aos empreendimentos de fins múltiplos equiparam-se, mediante classificação da APA, aqueles que, embora originariamente constituídos para realizar uma utilização principal, dispõem ou passaram a dispor de condições para, no decurso da sua exploração, realizar outras utilizações principais [artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007; *n.* também artigo 8.º, n.º 2, alínea e), da *Lei da Água*; artigos 3.º, n.º 3, e 15.º, n.º 1, alínea b), do Decreto-Lei n.º 56/2012].

regional ou nacional, concebidas e geridas, por uma única entidade (pública ou privada) para realizar mais de uma utilização principal. Ora, considerando que os aproveitamentos hidroelétricos consentem, nos termos já acentuados (cf., *supra*, 4.3.3.), vários usos alternativos, a execução de uma eficiente política de planeamento dos recursos hídricos aconselha à opção pela construção de empreendimentos de fins múltiplos, sempre que tal se revele ambiental, energética e economicamente viável. Assim, e talqualmente decorre do artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 311/2007, a exploração de empreendimentos de fins múltiplos visa, desde logo, garantir padrões elevados de segurança na utilização dos recursos hídricos, promover a utilização sustentável dos recursos hídricos afetos ao empreendimento, do ponto de vista económico, social e ambiental, através de uma gestão conjunta e integrada dos mesmos, e permitir a internalização dos custos e benefícios associados à utilização e gestão dos recursos hídricos afetos ao empreendimento.

A qualificação de uma infraestrutura hidráulica como empreendimento de fins múltiplos compete à APA, sendo que a exploração ou gestão dos empreendimentos por particulares implica a celebração de um contrato de concessão (pelo prazo máximo de setenta e cinco anos e durante um período mínimo correspondente à menor duração do título de utilização dos utilizadores que integram a entidade gestora), o qual compreende a administração das infraestruturas hidráulicas e de outros bens e meios comuns às várias utilizações dos recursos hídricos.

Quando a entidade gestora não for uma pessoa coletiva pública ou empresa pública (casos em que a respetiva escolha decorre de um decreto-lei), a seleção do particular (cessionário) que assumirá estas funções depende da realização de um procedimento mais ou menos complexo, que procura salvaguardar a posição do utilizador responsável pela infraestrutura hidráulica ou o seu maior utilizador, sem prejuízo do respeito pelas regras da concorrência (cf. artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 311/2007).

O exemplo paradigmático desta realidade temo-lo no *Empreendimento de Fins Múltiplos de Alqueva* (EFMA)¹³⁶, cuja concessão compreende vários tipos de utilizações principais dos recursos hídricos, envolvendo não apenas a captação de água para produção de energia, mas também as utilizações do domínio hídrico destinadas captação de

¹³⁶ Ao qual o *Plano Nacional da Água* de 2002 dedicava especial atenção, considerando a importância que implica quer para a produção de hidroeletricidade, quer no âmbito do controlo das cheias e da promoção da atividade turística e piscícola.

água para regra, exploração das centrais hidroelétricas de Alqueva e de Pedrógão, centrais mini-hídricas associadas ao EFMA, definição, construção e exploração dos reforços de potência de Alqueva e Pedrógão e implantação das infraestruturas hidráulicas destinadas à prossecução destes fins (cf. artigo 2.º, n.º 2, do Decreto-Lei n.º 313/2007, de 17 de Setembro).

3. Aproveitamento da energia das ondas do mar na zona piloto

Relativamente à ocupação do domínio público marítimo para produção de energia elétrica a partir das ondas do mar, o artigo 47.º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007 distingue entre as finalidades de *investigação e desenvolvimento comercial* (de unidades e sistemas de conversão de energia), *avaliação pré-comercial* e *produção comercial*, distinção essa com impacto ao nível da potência instalada nas instalações electroprodutoras e parques de ondas (até 5 MW, até 25 MW e superior a 25 MW, respetivamente).

Coube à Lei n.º 57/2007, de 31 de agosto, anunciar a existência de um regime jurídico *especial* (a aprovar por decreto-lei) relativo à utilização dos bens do domínio público marítimo (incluindo as águas territoriais) para produção de energia elétrica a partir da energia das ondas do mar, mas numa área delimitada para o efeito (cf. também artigo 86.º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007, onde expressamente se estabelece também que o regime de utilização de recursos hídricos dele constante não preclude a aplicação da disciplina jurídica relativa ao exercício das atividades de produção de energia elétrica a partir da energia das ondas). Tal diploma reconduz-se ao Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de janeiro¹³⁷, o qual estabelece, em especial, os termos da utilização do domínio público marítimo para a produção de energia elétrica a partir das ondas do mar, numa zona piloto delimitada para o efeito, ao largo de São Pedro de Muel (cf. artigos 1.º e 4.º, e Anexo I). De acordo com o artigo 5.º, a exploração da zona piloto ficará atribuída a uma entidade gestora, escolhida por concurso público, com a qual o Estado celebrará um contrato de concessão de serviço público («concessão para a exploração da zona piloto»), cujas bases constarão de decreto-lei. À entidade gestora conferir-se-ão os poderes de utilização da faixa correspondente ao corredor para implantação das infraestruturas para ligação à rede elétrica pública, assim como de utilização do domínio público maríti-

¹³⁷ Alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2012, de 23 de janeiro.

mo, em regime de concessão (artigo 5.º, n.º 4), sendo ainda a entidade competente para a emissão da licença de estabelecimento e da licença de exploração para acesso à atividade de produção de energia elétrica na zona piloto, em qualquer dos regimes admitidos pelo artigo 21.º (cf. artigo 22.º). As bases de tal concessão, aprovadas pelo Decreto-Lei n.º 238/2008, de 15 de dezembro¹³⁸, concretizam o disposto no diploma que acabámos de apreciar, reiterando que a concessão abrange a autorização para a utilização da faixa correspondente ao corredor para implantação das infraestruturas para ligação à rede elétrica pública e a utilização de recursos hídricos do domínio público hídrico em regime de concessão, bem como a fiscalização da utilização por terceiros dos recursos hídricos que sejam necessários para a produção de energia elétrica a partir da energia das ondas (Base I, n.º 2). A preocupação com a descoberta de novas formas de produção de energia elétrica encontra-se patente na circunstância de se permitir à concessionária autorizar o desenvolvimento de outras atividades para além da produção de energia elétrica a partir das ondas do mar, desde que as atividades se subordinem à utilização preferencial da produção energética e sejam admitidas nos termos do regime jurídico dos títulos de utilização dos recursos hídricos (Base I, n.º 4)¹³⁹.

VI. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A necessidade de melhoria da eficiência energética para a qual já alerta o *Roteiro para a Energia 2050*, salientando que tal constitui uma responsabilidade cometida a todos os intervenientes sociais, públicos ou privados, famílias ou empresas, e uma diretriz no sentido da implementação de políticas dinamizadoras de uma “inclusão energética”¹⁴⁰. Neste esforço insere-se também a importância da reflexão jurídica tendente a imprimir ânimo renovado a tecnologias já existentes (como sucede com a hidroeletricidade) ou a permitir o enquadramento de novas formas de produção de energia (como acontece com o aproveitamento da energia dos oceanos).

Um dos exemplos paradigmáticos neste campo chega-nos dos Estados Unidos, onde se está a desenvolver um programa de certificação de produção de hidroeletricidade de baixo impacto e, por conse-

¹³⁸ Alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2012, de 23 de janeiro.

¹³⁹ A minuta do contrato foi aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 49/2010, de 1 de julho.

¹⁴⁰ Sobre o conceito e o relevo da «inclusão energética», v. SIMIONI, *Direito, Energia e Tecnologia*, Juruá Editora, Curitiba, 2010, pp. 309 e ss.

guinte, ambientalmente sustentável, centrando a atenção em pequenos aproveitamento hidroelétricos, dotados de maior eficiência energética¹⁴¹. Mas a tônica incide hoje também no investimento em novas tecnologias como sucede com a energia das ondas ou a energia térmica oceânica. Não ignoramos que um dos óbices à maior implantação das energias renováveis consiste no volume de investimento de capital que a construção das respetivas infraestruturas (ou, no caso concreto, de um parque de ondas) comporta. Na verdade, como salienta Heal¹⁴², se a construção de infraestruturas destinadas ao aproveitamento de energias renováveis impõe às gerações presentes o custo do respetivo financiamento inicial, tem a virtualidade de assegurar que as gerações futuras beneficiarão de eletricidade gratuita por um período de quarenta anos e, por conseguinte, da infraestrutura – a equação precisamente inversa à pressuposta pela utilização de fontes fósseis, que transfere os custos (económicos e ambientais) para as gerações futuras.

¹⁴¹ Cf. o *Memorandum of Understanding* celebrado entre o Department of Energy, Department of Interior and Army Corps of Engineer, em março de 2010 (disponível em <<http://www.usbr.gov/power/SignedHydropowerMOU.pdf>>, janeiro 2014)

¹⁴² Geoffrey HEAL, *The Economics of Renewable Energy*, NBER Working Paper Series, National Bureau of Economic Research, Cambridge/Massachusetts, 2009, p. 4 (disponível em <http://www.nber.org/papers/w15081.pdf?new_window=1>, outubro 2013).

(Página deixada propositadamente em branco)

O RELEVO DO REGIME DE COMÉRCIO EUROPEU DE LICENÇAS DE EMISSÃO NO DOMÍNIO DO SEC- TOR ENERGÉTICO

José Eduardo Figueiredo Dias

Professor da Faculdade de Direito da Universidade de Macau

I. O PROTOCOLO DE QUIOTO

1. Ideia geral

O Protocolo de Quioto foi celebrado em 1997, no quadro da Organização das Nações Unidas. Apesar de ser em regra conhecido apenas por Protocolo de Quioto, a sua designação rigorosa e completa é a de “Protocolo de Quioto à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima”, assinado em Quioto em Dezembro de 1997.

Este Tratado foi a resposta da comunidade internacional para enfrentar o potencial de aquecimento global proveniente da emissão de gases com efeito de estufa (GEE) e a destruição da camada de ozono por elas produzido. Os GEE que se pretendiam e pretendem ainda reduzir, são, de acordo com o Anexo A ao Protocolo, antes de mais, o dióxido de carbono (CO₂), mas também o metano (CH₄), o óxido nítrico (N₂O), os hidrofluorcarbonetos (HFCs), os perfluorocarbonetos (PFCs) e o hexafluoreto de enxofre (SF₆).

O objetivo principal do Protocolo e a sua principal inovação,

no contexto do direito e da política ambiental internacional, foi o de tentar criar responsabilidades comuns mas diferenciadas entre as partes do Protocolo, tendo em conta as prioridades nacionais e regionais específicas de desenvolvimento, bem como os seus objectivos e circunstâncias específicas. Neste contexto, é decisiva a referência ao espírito e à filosofia de solidariedade ou equidade intra e intergeracional, aspectos desenvolvidos na doutrina jurídica, em especial, por Edith Brown Weiss. Na sua obra-prima *In Fairness to Future Generations*¹, Brown Weiss – sob o pano de fundo do Direito Internacional – explora não só a ideia de equidade intergeracional, que incorpora a responsabilidade das actuais gerações em relação às gerações futuras, mas também a solidariedade espacial, na medida em que o planeta Terra é por ela concebido como um “global commons”. Nesta linha, a tomada de consciência de que existe um “património comum da humanidade” necessitado de protecção expressa igualmente a ideia de solidariedade espacial. No seu livro, Brown Weiss conclui que “é fundamental desenvolver acordos normativos internacionais para prevenir danos, em vez de tentar compensá-los mais tarde. O direito internacional tem-se movido na direcção do desenvolvimento de normas preventivas”, sendo “necessário desenvolver uma ética planetária que reconheça que nós partilhamos o planeta com todas as comunidades (...)”, “que há um vínculo fiduciário planetário pelo qual todos estamos obrigados, que nos dá certos direitos e obrigações planetárias”².

Na linha deste enquadramento teórico, as partes do Protocolo de Quioto incluídas no Anexo I devem procurar atingir reduções e limites de emissões quantificados – sendo os limites de emissões quantificados ou os compromissos de redução diferentes entre esses países – a fim de promover o desenvolvimento sustentável. Estamos a falar dos países desenvolvidos, como os países europeus, Estados Unidos da América, Canadá, Austrália, Nova Zelândia, Japão, Rússia ou Ucrânia. Os outros países não têm metas de redução de GEE, sendo esse, entre muitos outros, o caso do Brasil.

Isto significa que, de acordo com o Protocolo de Quioto, 37 países industrializados e a Comunidade Europeia (a União Europeia-15, formada por 15 Estados, no momento das negociações

¹ Cfr. EDITH BROWN WEISS, *In Fairness to Future Generations – International Law, Common Patrimony, and Intergenerational Equity*, The United Nations University, Tokyo, Japan, Transnational Publishers, Inc., Irvington-on-Hudson, New York, 1989.

² Cfr. EDITH BROWN WEISS, *In Fairness to Future Generations...*, cit., p. 291.

de Quioto) comprometem-se a metas vinculativas de emissões de gases com efeito de estufa. As partes do Protocolo de Quioto não integradas no Anexo I da Convenção (como já vimos ser o caso do Brasil) são na sua maioria países em desenvolvimento, podendo participar do Protocolo de Quioto através do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL).

As partes integradas no Anexo II estão obrigadas a fornecer apoio técnico e financeiro aos países em desenvolvimento, particularmente às chamadas “economias em transição” (países em processo de transição para uma economia de mercado)³, por forma a ajudá-los na redução de emissões de GEE (mitigação das alterações climáticas) e a gerir os impactos das alterações climáticas (adaptação às alterações climáticas)⁴.

O Protocolo de Quioto foi o produto ou o resultado final de anos de negociações difíceis e complexas sendo necessário mencionar, neste âmbito, aquilo que poderemos designar como os precursores político-jurídicos deste Tratado internacional: o Protocolo de Montreal sobre Substâncias que Destroem a Camada de Ozono, aprovado em Montreal em 16 de Setembro de 1987, posteriormente adaptado e alterado; o Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas⁵ criado em 1988, conjuntamente pela Organização Meteorológica Mundial e pelo Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA); e a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima, adoptada em Nova Iorque em 9 de maio de 1992.

No que toca às ordens jurídicas sobre as quais o presente estudo – *O Direito da Energia no Contexto Ibero-Americano* – se pretende centrar, pode ainda dizer-se algo mais. Qualquer um dos 3 países assinou o Protocolo de Quioto em 29 de Abril de 1998, tendo sido ratificado por Portugal e Espanha no dia 31 de Maio de 2002 e pelo Brasil no dia 23 de Agosto do mesmo ano. Ao passo que o Brasil não tem objectivos quantificados de reduções, não fazendo parte nem do Anexo I nem do Anexo II, Portugal e Espanha fazem parte dos dois anexos. Ambos os

³ As partes do Anexo I do Protocolo consideradas “economias em transição” são a Rússia, a Ucrânia, e os novos Estados-membros da UE-12: mais exactamente Bielorrússia, Bulgária, Croácia, República Checa, Estónia, Hungria, Letónia, Lituânia, Polónia, Roménia, Eslováquia e Eslovénia.

⁴ A lista dos países signatários do Protocolo de Quioto e as suas diferentes posições e responsabilidades pode ser vista em: <http://pt.wikipedia.org/wiki/Anexo:Lista_dos_pa%C3%ADses_signat%C3%A1rios_do_Protocolo_de_Quioto>.

⁵ Conhecido pela sigla IPCC, resultado do seu nome em língua inglesa: *Intergovernmental Panel on Climate Change*.

países fazem parte da “UE 15” que assumiu, como veremos melhor, o cumprimento conjunto do Protocolo, aplicando-se-lhe o valor ou meta agregada total de 8 % de redução das emissões. Mas uma vez que tal meta conjunta resulta da reunião do conjunto das emissões dos Estados-membros, as maiores reduções de alguns desses Estados compensam a possibilidade – que foi expressamente prevista – de aumento de tais emissões por outros países. Foi o caso de Portugal e de Espanha, o primeiro com a possibilidade de aumento máximo de 27 % e a segunda de 15 % até ao ano de 2012⁶.

2. A importância do sector energético no Protocolo de Quioto

O Protocolo de Quioto, tendo por objectivo imediato a redução das emissões de gases depletores da camada de ozono, dirige-se mediatamente para as actividades responsáveis pela sua produção ou, numa linguagem porventura mais correcta, para as categorias de fontes que determinam as emissões respectivas. Como tal, ele orienta-se para áreas específicas do processo de produção ou transformação, emergindo o sector energético como um dos protagonistas.

No anexo ao Protocolo aparece o elenco desses sectores ou categorias de fontes, sendo mencionado logo em primeiro lugar o da *energia*, dentro do qual se faz a distinção entre “queima de combustíveis” (incluindo o sector energético; as indústrias de transformação e de construção; o transporte; e outros sectores) e “emissões fugitivas de combustíveis” (combustíveis sólidos; petróleo e gás natural; e outros).

Neste âmbito, a meta da *eficiência energética* e do *uso de energias renováveis* faz particular sentido, sendo também certo que o muito rápido crescimento das economias emergentes potencia os problemas aos quais Quioto pretende fazer face, pois elas são em regra muito dependentes dos combustíveis fósseis, porventura os principais responsáveis pelo aumento das emissões de dióxido de carbono.

Não surpreende, deste modo, que o artigo 2.º do Protocolo preveja, entre as políticas e as medidas que as partes do Anexo I devem aplicar ou melhorar a fim de promover o desenvolvimento sustentável (no n.º 1 da sua al. a)), o “*aumento da eficiência energética* em sectores rele-

⁶ Os 12 Estados-membros que passaram a fazer parte, posteriormente, da União (em 2004 e 2007) mantiveram os seus objectivos individuais assumidos em Quioto, que iam desde nenhum (os casos de Malta e de Chipre, que não faziam parte do anexo) até uma redução de -8%.

vantes da economia nacional” (itálico nosso); a “pesquisa, a promoção, o desenvolvimento e o aumento do uso de *formas novas e renováveis de energia (...)*” (itálico nosso); e a “limitação e/ou redução de emissões de metano por meio da sua recuperação e utilização no tratamento de resíduos, bem como na *produção, no transporte e na distribuição de energia*” (itálico nosso).

No art. 10.º estabelece-se também que todas as partes (tomando em conta, naturalmente, as suas responsabilidades comuns mas diferenciadas e as suas especificidades nacionais e regionais) devem formular, implementar, publicar e actualizar regularmente programas que contenham medidas para mitigar as alterações climáticas, estipulando-se que tais programas devem envolver “os *sectores da energia, transporte e indústria*, bem como os da agricultura, florestas e tratamento de resíduos” (al. i) da al. b); itálico nosso).

Destas breves notas e das citações do Protocolo que efectuámos resulta patente, de forma clara, o indisputado relevo do sector energético no seio do Protocolo de Quioto.

3. Os instrumentos flexíveis do Protocolo de Quioto

Para atingir o objectivo central de redução de emissões de GEE o Protocolo de Quioto prevê alguns instrumentos “flexíveis”, sendo o *comércio de emissões*, sem dúvida, o mais importante de entre eles. A possibilidade de criação de um *mercado de comércio de emissões* é expressamente prevista no Tratado: de acordo com o artigo 17.º do Protocolo, as Partes incluídas no Anexo B podem participar no comércio de emissões com o objectivo de cumprir os compromissos assumidos nos termos do art. 3.º, devendo tal comércio ser *suplementar* às acções internas realizadas com o objectivo de atender aos compromissos quantificados de limitação e redução de emissões, de acordo com o mesmo art. 17.º.

Para além do comércio de emissões, estão também previstos outros mecanismos de flexibilização baseados em projectos concretos (“actividades de projecto”, na designação do regime europeu): a Implementação Conjunta (IC), prevista no artigo 6.º, e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), no artigo 12.º. Ao passo que o comércio de emissões e a implementação conjunta se aplicam apenas aos países do Anexo I do Protocolo, o MDL aplica-se também aos países não elencados no Anexo, permitindo assim a participação dos países

em desenvolvimento, como o Brasil.

A IC é uma forma complementar de *aquisição de unidades de redução de emissões* (em complemento às acções nacionais, para efeitos de realização do objectivo de limitação das emissões e da sua redução): de acordo com o artigo 6.º, “(...) qualquer Parte incluída no Anexo I pode transferir para ou adquirir de qualquer outra dessas Partes unidades de redução de emissões resultantes de projectos destinados a reduzir as emissões antrópicas por fontes ou o aumento das remoções antrópicas por sumidouros de gases de efeito de estufa em qualquer sector da economia, desde que (...) o projecto tenha a aprovação das Partes envolvidas (...); promova uma redução das emissões por fontes ou um aumento das remoções por sumidouros que sejam adicionais aos que ocorreriam na sua ausência”, além de outros requisitos. Uma Parte incluída no Anexo I “pode autorizar entidades jurídicas a participarem, sob sua responsabilidade, em acções que promovam a geração, a transferência ou a aquisição, sob este Artigo, de unidades de redução de emissões” (artigo 6.º, n.º 3).

Já quanto ao MDL, o seu objectivo é o de “assistir às Partes não incluídas no Anexo I para que atinjam o desenvolvimento sustentável e contribuam para o objectivo final da Convenção, e assistir às Partes incluídas no Anexo I para que cumpram os seus compromissos quantificados de limitação e redução de emissões, assumidos no artigo 3.º” (artigo 12.º, n. 2). Desta forma, o MDL visa potenciar e incrementar a cooperação entre países desenvolvidos e em desenvolvimento, uma vez que as Partes do Anexo I podem criar ou instituir mecanismos de redução em Partes não incluídas nesse Anexo, por forma a beneficiar as actividades de projecto que resultem em reduções certificadas de emissões. Essas reduções contribuirão, por seu turno, para o cumprimento de reduções certificadas de emissões e para atingir os compromissos de redução por parte dos países do Anexo I.

4. Processo de ratificação das partes e desenvolvimento posterior do Protocolo

A entrada em vigor do Protocolo de Quioto seguiu um caminho longo e difícil, cheio de barreiras e obstáculos jurídicos e, sobretudo, políticos. De acordo com o artigo 25.º o Protocolo entraria em vigor “(...) no nonagésimo dia após a data em que pelo menos 55

Partes da Convenção, englobando as Partes incluídas no Anexo I que contabilizarem no total pelo menos 55 por cento das emissões totais de dióxido de carbono em 1990 das Partes incluídas no Anexo I, tenham depositado os seus instrumentos de ratificação, aceitação, aprovação ou adesão”.

A União Europeia e os seus Estados-Membros ratificaram o Protocolo em Maio de 2002. Todos os instrumentos de ratificação dos então Estados-membros da UE foram depositados simultaneamente, mas para efeitos de contagem da ratificação em termos de estar verificada a condição de entrada em vigor, a UE não foi contada.

A primeira condição – a cláusula das “55 partes” – foi alcançada no dia 23 de Maio de 2002, após a ratificação da Islândia. No entanto, ainda faltava a segunda condição (a “cláusula de 55%” das emissões de CO₂ das Partes incluídas no Anexo I), a qual só ficou satisfeita depois de o Canadá e a Rússia terem ratificado o Protocolo. A ratificação da Rússia ocorreu no dia 18 de Novembro de 2004, determinando a entrada em vigor do Tratado 90 dias depois, ou seja, no dia 16 de Fevereiro de 2005.

Mas o processo foi e é ainda muito complexo e difícil, especialmente devido às reservas dos Estados Unidos sobre o Protocolo: apesar de o terem assinado, eles têm recusado sempre a sua ratificação. Mas os problemas não respeitam exclusivamente aos EUA: depois de ter ratificado o Protocolo o Canadá mudou a sua orientação política em relação a Quioto, tendo renunciado em 2011, deixando de ser membro a partir dessa data.

As metas da primeira fase do Protocolo de Quioto aplicavam-se ao período decorrido entre os anos 2008 e 2012. Na Conferência do Clima das Nações Unidas decorrida em Doha em 2012, foi aprovada uma alteração ao Anexo B, prevendo uma lista de Partes do Anexo I com compromissos de redução de emissões durante o “segundo período” do Protocolo de Quioto, aplicáveis entre 2013 e 2020. No entanto, estas alterações não entraram em vigor, uma vez que os países que se comprometeram na redução de emissões (União Europeia, Austrália e Noruega) representam pouco mais de 15 % do total das emissões de GEE, a nível mundial. Os Estados Unidos mantiveram as suas reservas – ou mesmo oposição – ao Protocolo, não fazendo parte igualmente deste segundo período de aplicação do Protocolo.

Em todo o caso, no momento presente 191 países e a União Europeia ratificaram o Tratado.

5. O caso especial da União Europeia

Com base nos fundamentos jurídicos fornecidos pelos artigos 3.º e 4.º do Protocolo, foi definido um *limite global* de emissões para a (então) Comunidade Europeia. O artigo 3.º, n.º 1, dispõe que “As Partes incluídas no Anexo I devem, *individual ou conjuntamente*, assegurar que as suas emissões totais antrópicas agregadas, expressas em dióxido de carbono equivalente, dos gases com efeito de estufa listados no Anexo A não excedam as suas quantidades atribuídas, calculadas em conformidade com os seus compromissos quantificados de limitação e redução de emissões (...)” (itálico nosso). De acordo com o artigo 4.º “Qualquer Parte incluída no Anexo I que tenha acordado cumprir conjuntamente os seus compromissos assumidos nos termos do artigo 3.º será considerada como tendo cumprido esses compromissos se o total combinado das suas emissões antrópicas agregadas, expressas em dióxido de carbono equivalente, dos gases com efeito de estufa listados no anexo A não exceder as suas quantidades atribuídas, calculadas de acordo com os seus compromissos quantificados de limitação e redução de emissões, descritos no Anexo B (...). O respectivo nível de emissão determinado para cada uma das Partes do acordo deve ser nele especificado” (n.º 1). O n.º 4 do mesmo preceito dispõe: “Se as Partes actuando conjuntamente assim o fizerem no âmbito de uma *organização regional de integração económica* e conjuntamente com ela, qualquer alteração na composição da organização após a adopção deste Protocolo não deverá afectar compromissos existentes no âmbito presente Protocolo” (itálico nosso).

Tendo por pressuposto e fundamento jurídico este preceito, a Comunidade e os seus Estados-Membros acordaram em cumprir os seus compromissos de redução das emissões antrópicas de GEE no âmbito do Protocolo de Quioto *de forma conjunta*. A Decisão 2002/358/CE do Conselho, de 25 de Abril de 2002 aprovou, em nome da Comunidade Europeia, o Protocolo de Quioto da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre as alterações climáticas e o *cumprimento conjunto dos respectivos compromissos*, exigindo da Comunidade e dos seus Estados-Membros a redução das suas emissões antropogénicas agregadas dos GEE listados no Anexo A ao Protocolo em 8%, em relação aos níveis de 1990, no período de 2008 a 2012.

No entanto, os Estados-Membros – enquanto Partes do Protocolo de Quioto – podem participar no comércio internacional de

emissões com qualquer outra Parte incluída no Anexo B, de forma autónoma.

Isto significa que foi encontrada uma solução específica para a Comunidade Europeia. Tal solução será examinada com mais pormenor na próxima parte do nosso trabalho.

II. A SOLUÇÃO DA UNIÃO EUROPEIA – O COMÉRCIO DE EMISSÕES

1. Enquadramento e relações com o Protocolo de Quioto

Em conformidade com o protagonismo que a Comunidade e a União Europeia vêm assumindo, ao longo das últimas décadas, na tutela do ambiente, com a grande força e até originalidade das suas políticas, práticas e normas neste âmbito, a Europa tem também assumido um protagonismo claro ao nível da luta contra as alterações climáticas. É de notar que a lógica central do Protocolo de Quioto das responsabilidades comuns mas diferenciadas fundada no espírito de equidade transnacional e de solidariedade intra-geracional está também profundamente presente na solução europeia, a qual estabelece metas muito diferenciadas em função do diferente grau de desenvolvimento dos diversos Estados-membros.

Depois da Decisão 2002/358/CE do Conselho, de 25 de Abril de 2002, que, como vimos, aprovou, em nome da Comunidade Europeia, o Protocolo de Quioto e o cumprimento conjunto dos compromissos com ele relacionados, a Directiva 2003/87/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Outubro 2003, estabeleceu um regime de comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa na Comunidade. Com ela o regime ou sistema de *comércio de emissões* da Comunidade Europeia (CELE – Comércio Europeu de Licenças de Emissão) foi instituído.

É importante assinalar que a primeira fase do regime comunitário de comércio de licenças de emissão foi instituída para operar fora do contexto fornecido pelos tratados internacionais sobre mudanças climáticas já estabelecidos, como o Protocolo de Quioto: quando este entrou em vigor, em 16 de Fevereiro de 2005, a Fase I do CELE já tinha entrado em funcionamento. Posteriormente, a UE concordou em incorporar os certificados provenientes dos “mecanismos flexíveis” de Quioto como ferramentas de conformidade no âmbito do seu regime.

A chamada “Directiva Linking” (Directiva 2004/101/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de Outubro de 2004, que altera a Directiva 2003/87/CE relativa à criação de um regime de comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa na Comunidade, no que diz respeito aos mecanismos baseados em projectos do Protocolo de Quioto) autoriza que os operadores possam utilizar uma certa quantidade de certificados de Quioto a partir de tais actividades de projecto “flexíveis”, incluindo a Implementação Conjunta (IC) e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), a fim de cobrir as suas emissões.

Há outros aspectos do regime que merecem ser aqui referenciados:

- De acordo com o art. 21.ºA da versão consolidada da Directiva 2003/87/CE a Comissão e os Estados-Membros envidarão esforços para apoiar as actividades de reforço da capacidade dos países em desenvolvimento e dos países com economias em transição, a fim de os ajudar a tirar o máximo partido da IC e do MDL, em complemento das suas estratégias de desenvolvimento sustentável.
- O art. 25.º (“Relações com outros regimes de comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa”) prevê a possibilidade de serem celebrados acordos com países terceiros enumerados no Anexo B do Protocolo de Quioto (desde que estes o tenham ratificado) com vista ao *reconhecimento mútuo de licenças de emissão* entre o CELE e outros regimes de comércio de emissões de GEE. Esta associação do regime europeu com regimes de comércio de emissões de GEE em países terceiros irá melhorar ou potenciar a relação custos-benefícios de alcançar o objectivo europeu de redução de emissões.
- Podem ser celebrados acordos não-vinculativos com países terceiros ou com entidades regionais para fornecer coordenação técnica e administrativa.

2. Outras directivas

A Directiva 2003/87/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Outubro de 2003, relativa à criação de um regime de

comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa na Comunidade foi alterada pela Directiva 2004/101/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de Outubro de 2004 (geralmente conhecida, como vimos antes, como a “Directiva Linking”, na medida em que relaciona aquele regime com os mecanismos baseados em projectos do Protocolo de Quioto, o MDL e IC).

A Directiva 2008/101/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de Novembro de 2008, também altera a Directiva 2003/87/CE de modo a incluir as actividades da aviação no regime de comércio de licenças de emissão de GEE no âmbito da Comunidade.

Por último, a Directiva 2009/29/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de Abril de 2009, altera igualmente a primeira Directiva, com o objectivo de melhorar e alargar o regime comunitário de comércio de licenças de emissão de GEE.

3. Estrutura geral do regime europeu de comércio de emissões⁷

O sistema europeu de comércio de emissões constitui uma pedra angular da política da União Europeia para combater as alterações climáticas e um instrumento fundamental para alcançar a redução de emissões de GEE (sobretudo a partir de instalações industriais) em termos economicamente eficientes. Sendo o primeiro e maior sistema internacional de comércio de licenças de emissão de GEE alguma vez instituído, ele abrange mais de 11 mil centrais eléctricas e instalações industriais, bem como companhias aéreas.

A participação no regime é obrigatória para as empresas que operam nestas áreas, mas em alguns sectores apenas instalações acima de uma certa dimensão são incluídas. Os governos podem dispensar certas pequenas instalações do sistema se forem instituídas medidas fiscais ou de outro tipo que reduzam as suas emissões num montante equivalente.

Em nossa opinião, o aspecto mais importante do regime em apreço é o facto de ser um *sistema de “cap and trade”* (tecto e comércio): “tecto” ou “chapéu” na medida em que estabelece um limite para a quantidade total de total dos GEE em causa que podem ser emitidos por fábricas, centrais eléctricas e outras instalações subsumíveis no sis-

⁷ Muitos dos dados utilizados nesta parte foram recolhidos em http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/index_en.htm.

tema. Esse limite ou “chapéu” é reduzido ao longo do tempo por forma a obter-se o objectivo central de redução das emissões. Em 2020, é suposto que as emissões dos sectores abrangidos pelo CELE tenham reduzido 21% em relação aos valores de 2005. No âmbito do “chapéu” as empresas recebem ou compram *licenças* de emissão (uma licença por cada tonelada de dióxido de carbono equivalente emitida), que podem negociar entre si, se e nos termos em que tal seja necessário. Elas também podem comprar quantidades limitadas de créditos internacionais provenientes de projectos de redução de emissões desenvolvidos por todo o mundo. O limite relativo ao número total de licenças disponíveis assegura que elas têm um valor.

Para o funcionamento do sistema, no fim de cada ano uma empresa tem de apresentar licenças suficientes para cobrir todas as suas emissões. Se uma empresa reduzir as suas emissões para além do limite que tem de cumprir, ela pode guardar as licenças não utilizadas para cobrir as suas necessidades futuras ou *vendê-las* a outra empresa necessitada de (à qual falem) licenças. A *flexibilidade* que o *comércio* traz garante que as emissões sejam reduzidas onde custe menos fazê-lo. Como consequência, um *mercado dinâmico de licenças* é estabelecido e a diminuição do volume de emissões garantida.

Com a criação deste mercado foi dado um *preço ao carbono* e o regime europeu de licenças de emissão colocou as alterações climáticas na agenda dos conselhos de administração das empresas e dos seus departamentos financeiros em toda a Europa. Um preço alto do carbono também promove o investimento em tecnologias limpas e de baixo teor de emissão de carbono.

Ao permitir que as empresas comprem créditos internacionais, o regime em estudo actua ainda como um indutor fundamental do investimento em tecnologias limpas e equipamentos de baixo teor de carbono, particularmente nos países em desenvolvimento.

4. A disciplina das instalações fixas

Tendo por base a questão das autorizações ou licenças para a emissão de GEE deve sublinhar-se que, quando foi instituído o regime europeu de comércio de licenças de emissão foi determinado que os Estados-Membros teriam de garantir que, a partir de 1 de Janeiro de 2005, nenhuma instalação abrangida pelo regime iria realizar qualquer

actividade prevista no Anexo I de que resultem as emissões especificadas sem que o seu operador fosse detentor de um título emitido por uma autoridade competente – um *título de emissão de gases com efeitos de estufa*, de acordo com o previsto no art. 4.º da Directiva 2003/87/CE.

Para além destas autorizações ou títulos de emissão, o segundo pilar do regime europeu é constituído pelos *planos nacionais de atribuição* de licenças de emissão: para cada período cada Estado-Membro deve elaborar um plano nacional estabelecendo a quantidade total de licenças que pretende atribuir nesse período e o modo como tenciona atribuí-las (artigo 9.º).

Por último, o *método de atribuição* é um aspecto central do sistema de comércio de emissões. Inicialmente, praticamente todas as licenças foram atribuídas através do método de *grandfathering*, isto é, de forma gratuita e tendo por base os “direitos adquiridos” dos operadores⁸: nos termos do prescrito na versão inicial do art. 10.º da Directiva, “Os Estados-Membros devem *atribuir gratuitamente*, pelo menos, 95 % das licenças de emissão para o período de três anos com início em 1 Janeiro de 2005. Os Estados-Membros devem *atribuir gratuitamente* pelo menos 90 % das licenças de emissão para o período de cinco anos com início em 1 de Janeiro de 2008” (itálicos nossos).

Mas agora o método de atribuição foi alterado, nos termos da nova versão do mesmo art. 10.º: sob a nova epígrafe “Leilão de licenças de emissão”, determina-se que “A partir de 2013, os Estados-Membros devem proceder à venda em leilão de todas as licenças de emissão que não sejam atribuídas a título gratuito nos termos dos artigos 10.º-A e 10.º-C. Até 31 de Dezembro de 2010, a Comissão determina e publica

⁸ De acordo com as definições propostas por HENRY CAMPBELL BLACK (*Black's Law Dictionary – Definitions of the Terms and Phrases of American and English Jurisprudence, Ancient and Modern*, West Publishing Co., St. Paul, 6th Edition, 1990, p. 699) uma “grandfather clause” é uma “disposição de uma nova lei ou regulamento isentando aqueles que façam parte do sistema existente que está a ser regulado” ou “uma isenção de uma restrição que permite a todos aqueles que já estejam a fazer alguma coisa continuarem a fazê-lo ainda que fossem impedidos por uma nova restrição”. Desenvolvidamente sobre as “*grandfather clauses*” cfr. HEIDI GOROVITZ ROBERTSON, “If Your Grandfather Could Pollute, So Can You: Environmental ‘Grandfather Clauses’ and Their Role in Environmental Inequity”, *Catholic University Law Review*, vol. 45, n.º 1, Fall 1995, p. 131-179: para além do seu tratamento genérico ao nível do *Clean Air Act* (p. 152-158), a Autora faz uma notável ponderação das vantagens e desvantagens do sistema e das razões que explicam a sua utilização (p. 160-170), não se coibindo de apresentar uma visão bastante crítica, em face da iniquidade do sistema (que regula de forma diferente instalações semelhantes, apenas em virtude da sua diferente idade) e dos seus resultados ambientais “duvidosos”, na medida em que beneficia instalações sujas e velhas à custa de instalações mais novas e mais limpas, preferindo manter aquelas a promover estas.

a quantidade estimada de licenças de emissão a leiloar” (n.º 1). O artigo prevê ainda a quantidade total, em percentagem, das licenças a serem leiloadas por cada Estado-membro.

Para cumprir este desiderato foi publicado o Regulamento (UE) n.º 1031/2010 da Comissão, de 12 de Novembro de 2010, relativo ao calendário, administração e outros aspectos dos *leilões de licenças de emissão* de gases com efeito de estufa, nos termos da Directiva 2003/87/CE do Parlamento Europeu e do Conselho relativa à criação de um regime de comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa na Comunidade.

5. Períodos de negociação e desenvolvimento posterior

O sistema em análise foi dividido numa série de períodos, tendo o primeiro durado 3 anos, de Janeiro de 2005 a Dezembro de 2007. O segundo período de execução do regime decorreu de Janeiro de 2008 até Dezembro de 2012, coincidindo com o primeiro período de compromisso do Protocolo de Quioto.

O regime europeu de comércio de licenças de emissão está agora na sua terceira fase, a decorrer entre 2013 e 2020⁹. Uma revisão profunda foi aprovada em 2009, a fim de reforçar o sistema, implicando que a terceira fase seja significativamente diferente das duas fases anteriores, sendo baseada em regras muito mais harmonizadas, ao nível do espaço europeu, do que até aqui. As principais mudanças traduzem-se no seguinte:

- É aplicável um único “tecto” ou “chapéu” de emissões (um limite global das emissões) em toda a UE, no lugar do sistema anterior de vários limites nacionais;
- O método padrão para a atribuição de licenças passou a ser o leilão e não a atribuição gratuita. Em 2013, mais de 40% das licenças serão – ou, pelo menos, é suposto serem – leiloadas, e essa quota subirá progressivamente todos os anos;
- Mais sectores e gases passarão a ser incluídos no regime.

No entanto, em larga medida devido à profunda crise económica que se tem feito sentir na Europa, a qual diminuiu o volume das

⁹ Seguimos novamente as informações recolhidas na fonte mencionada na nota 7.

emissões em causa para além dos limites expectáveis, o regime europeu de comércio de emissões enfrenta o desafio de um número crescente de licenças excedentárias. A curto prazo, esse excedente traz consigo o risco de prejudicar o bom funcionamento do mercado de carbono; a longo prazo, esta realidade poderá afectar a capacidade do sistema para conseguir uma redução de emissões mais efectiva, em particular no que toca à relação custos-benefícios que se pretende atingir.

Em face destes condicionalismos, a Comissão tomou a iniciativa de adiar o leilão de algumas licenças, ao mesmo tempo que lançou um debate sobre as medidas estruturais que poderão fornecer uma solução sustentável, a longo prazo, para o excedente de licenças.

III. A IMPORTÂNCIA DO SECTOR ENERGÉTICO NO CELE

Após a caracterização geral do CELE pretendemos concluir, voltando ao sector energético, por forma a mostrar a enorme potencialidade que o comércio de licenças de emissão apresenta no que toca à sua aplicabilidade neste domínio, porventura – tal como acontece em relação ao Protocolo de Quioto – o mais relevante nesta sede.

No Anexo I da Directiva estabelecem-se as categorias de actividades às quais ela se aplica, em função das suas emissões. Nesse Anexo determina-se que o regime europeu de comércio de licenças de emissão cobre as emissões de dióxido de carbono provenientes, em primeiro lugar, das *actividades no sector da energia*, mencionando-se aí as instalações de combustão com uma potência térmica nominal superior a 20 MW (com excepção de instalações para resíduos perigosos ou resíduos sólidos urbanos), refinarias de óleos minerais e fornos de coque.

De notar que com as revisões do regime, este estado de coisas não se alterou, muito pelo contrário – o que não pode surpreender, face ao potencial do sector energético para emitir gases produtores do efeito de estufa. Como vimos, mereceu especial destaque, nesta sede, a Directiva 2008/101/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de Novembro de 2008, que alterou a Directiva 2003/87/CE por forma a incluir no seu âmbito de aplicação as *actividades da aviação* que são actividades com um enorme potencial de consumo energético e, por isso mesmo, altamente produtoras dos GEE.

Em suma, o CELE é um programa com uma relevância in-

disputada no sector da energia, em particular no que toca aos combustíveis, cobrindo as emissões de instalações geradoras de energia e sectores industriais intensamente consumidores de energia, incluindo também refinarias de petróleo, siderurgias, produção de ferro, alumínio, metais, etc. Portugal e Espanha estão profundamente envolvidos na execução deste ambicioso Programa europeu e o Brasil, enquanto signatário e país que ratificou há muito o Protocolo de Quioto pode beneficiar da experiência destes países europeus e, quem sabe, num futuro próximo os 3 países irmãos poderão procurar envolver-se em projectos conjuntos de combate às alterações climáticas através de soluções eficientes do ponto de vista energético e social, económica e ambientalmente sustentáveis.

NOVAS FRONTEIRAS DO SETOR ELÉTRICO E A IM- PLEMENTAÇÃO DE UM MERCADO RETALHISTA NO BRASIL

Natália de Almeida Moreno

Assistente Convidada da Faculdade de Direito
da Universidade de Coimbra

O setor elétrico brasileiro passou por importantes mudanças nas últimas duas décadas¹. De um ambiente blindado à concorrência, fortemente marcado pela presença de capitais e subsídios estatais e empresas verticalmente integradas, o setor vem crescentemente se permeabilizando ao investimento privado, à desconcentração empresarial e à inserção de uma lógica concorrencial de mercado, mediante a realização, por parte dos agentes operantes ao longo da cadeia da energia elétrica, de ganhos decorrentes das negociações e trocas de natureza diversa que realizam, em maior ou menor grau, livremente².

¹ Para uma análise acerca da evolução e estruturação do mercado elétrico brasileiro, v. TOLMASQUIM (2011). Especificamente para a compra de energia por distribuidoras, v. PACHECO (2006).

² Mesmo quando desregulamentadas e liberalizadas, as atividades desempenhadas na cadeia produtiva da energia elétrica não são propriamente livres. Em primeiro plano, dependem de prévia autorização/licenciamento do poder público para serem desempenhadas e, as infraestruturas elétricas, estabelecidas. Igualmente, dependem de uma coordenação e supervisão sistemáticas, ainda que auto- ou co-reguladas, para o balanceamento e liquidação do sistema. Finalmente, em razão da persistência de algumas falhas de mercado e da íntima conexão destas atividades a interesses coletivos primários e estratégicos, a abertura do setor à concorrência e a concessão de mais amplos espaços para atuação dos operadores vêm acompanhadas de um reforço na regulação (re-regulamentação) destes mercados, de modo a garantir que do exercício destas atividades econômicas não só não advenham danos e prejuízos à coletividade, como sejam alcançados os objetivos públicos

Este processo, porém, ainda se encontra pendente de integralização, subsistindo, na porção a jusante do mercado, a concentração das atividades de transporte em média e baixa tensão (distribuição) e de oferta ao usuário final (comercialização) de energia elétrica em um único operador (distribuidor), a presença de forte intervenção estatal com a regulamentação de preços e condições para a prestação dos respectivos serviços e a catividade dos pequenos e médios consumidores³, que continuam a receber, de um único prestador, serviços standardizados, sem possibilidade de escolha e diferenciação quanto às peculiaridades de seu perfil, anseios e necessidades.

Sucedo que, em um cenário de crescente concorrência e internacionalização das trocas e investimentos energéticos e penetração constante e progressiva de novas tecnologias – as *smart grids* – no setor elétrico, tanto a estrutura regulatória, quanto a estrutura do mercado deverão sofrer importantes e substanciais mudanças a fim de absorver as dimensões que estes novos paradigmas propiciam e dependem para triunfar, notadamente em sede de liquidez e competição dos mercados, eficiência energética, incorporação de fontes energéticas renováveis, geração distribuída e novos serviços energéticos.

Realmente, a instituição de um fluxo bidirecional de energia, dados e informações pelas redes inteligentes impedirá a manutenção de estruturas hierarquizadas, centralizadas, verticalizadas e herméticas, impondo lógicas pluricêntricas, horizontalizadas e flexíveis para absorver todas as novas funções, serviços e atividades que daí advirão.

traçados para o setor.

³ A possibilidade de livre troca de energia elétrica foi implementada no Brasil desde a edição da Lei nº 9.648/98, sendo aprimorada com a Lei nº 10.848/04 e o Decreto nº 5.163/04, que estabeleceram nova regras para a comercialização de energia e promoveram uma regulação assimétrica do mercado elétrico, fragmentando-o em dois: um ambiente de Contratação Livre, em que as trocas e os preços se formam e se efetivam sob as regras de um livre mercado, e um ambiente de Contratação Regulada, em que as distribuidoras de energia elétrica indicam suas necessidades energéticas para o período de tempo fixado pelo regulador e realizam as respectivas compras de energia mediante leilões, cujos limites de lances são fixados pelo poder público e cujas compras se subdividem entre plantas produtoras “velhas” (“energia velha”, com CAPEX, ao menos parcialmente, amortizado) e plantas produtoras “novas” (“energia nova”, com CAPEX ainda a amortizar). No ambiente de contratação livre podem participar unicamente os consumidores cuja carga seja igual ou maior que 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão (art. 16 da Lei nº 9.074/95), ficando, portanto, livres para eleger o fornecedor com quem contratarão sua compra de energia elétrica. Os demais consumidores, com carga inferior a 3.000kW, devem submeter-se à contratação regulada, tornando-se usuários cativos dos distribuidores de energia elétrica, sem possibilidade de escolha ou negociação quanto ao fornecedor de energia e quanto aos preços e condições de oferta.

Além disso, a estruturação de um ambiente concorrencial para negociação e trocas de energia elétrica no mercado modifica substancialmente a lógica sob que opera o setor elétrico, ensejando a diversificação e dinamização das relações intersubjetivas que têm lugar no ambiente de negociação contratual, com a quebra de inúmeras barreiras obstaculizam o desenvolvimento e expansão, inclusive em nível internacional, destas relações comerciais.

Diante deste panorama, propusemo-nos, no presente artigo, a estudar o caso para o desenvolvimento de um mercado retalhista no setor elétrico brasileiro para os pequenos e médios consumidores (hoje, consumidores cativos), analisando que organização da fração a jusante da cadeia produtiva da energia elétrica melhor promoverá e se adequará a estas novas realidades, isto é, se e em que medida e grau se mostra necessário e/ou conveniente fomentar, também na última milha, a desconcentração material das atividades de cunho naturalmente monopolista⁴ (distribuição) e dos serviços potencialmente competitivos (comercialização), a liberalização de preços e condições do serviço e a pluralidade de prestadores e ofertas ao consumidor final.

Com estes fins em mente, empreenderemos, em primeiro plano, uma análise sobre os novos paradigmas que se apresentam na seara energética e os impactos que a evolução do setor elétrico gerará no âmbito da distribuição e oferta ao consumidor final, apresentando o caso para um mercado retalhista.

⁴ Para um questionamento acerca da existência de monopólios naturais e sua aplicação no âmbito das redes e serviços elétricos, v. GROSSMAN; COLE (2003). Sobre o ponto, é também pertinente a nota de que estão sendo já desenvolvidos esquemas de mercado que superam o paradigma do monopólio natural, mediante a *duplicação economicamente eficiente* das infraestruturas elétricas, inclusive das redes, e a inserção de *concorrência entre redes* e dos respectivos preços e condições de acesso. As denominadas *merchant lines*, por exemplo, repousam, segundo elucidam PÉREZ ARRIAGA *et al.* (2008, p. 162), em “tentativas de permitir que a atividade de transporte de desenvolva, em determinados casos, como um negócio normal em concorrência. As chamadas *merchant lines* são construídas pela iniciativa privada e vendem sua capacidade no mercado *spot* ou mediante contratos de mais largo prazo à melhor oferta. Uma dificuldade em geral com esse método é que somente são viáveis economicamente aquelas linhas que não eliminem ou reduzam significativamente o congestionamento previamente existe pois, uma vez este desapareça, as rendas de congestão – e, portanto, a oportunidade de negócio – também desaparecerão. Estas linhas têm sido associadas a projetos de geração, de forma que permitam que a energia barata de determinados geradores aceda a mercados com preços mais altos ou a interconexões de sistemas isolados entre si, como é, por exemplo, o caso da Austrália”. O regulador britânico, no novo modelo RIIO para o setor elétrico, prevê a possibilidade de projetos em linhas de transporte serem outorgados a terceiros que não o incumbente tradicional, podendo ser o caso de, em um futuro próximo, o mercado britânico também evoluir para um modelo de concorrência *entre* redes, para além de mera concorrência *na* rede e *pela* rede.

Em um segundo momento, averiguaremos a possibilidade de implementação de um mercado retalhista no Brasil, perquirindo o primeiro entrave que hodiernamente se coloca para tanto – as cláusulas de exclusividade nos contratos de concessão de distribuição (e comercialização) de energia elétrica atualmente em vigor – e que modelos/soluções podem ser adotados de modo a superar tal dificuldade, apresentando, ao fim, as nossas conclusões.

I. NOVAS FRONTEIRAS DO SETOR ELÉTRICO E O CASO PARA UM MERCADO RETALHISTA

O caso para um mercado retalhista no setor elétrico há muito vem sendo discutido e analisado por formadores de políticas públicas e acadêmicos ao redor do mundo, inclusive no Brasil, havendo inúmeros argumentos já desenvolvidos a favor e contra a sua implementação.

Os principais receios atinentes à liberalização da porção a jusante do setor elétrico repousam, sobretudo, no aumento desenfreado dos riscos e dos preços finais ofertados aos consumidores – sendo paradigmática, nesse sentido, a crise energética californiana no início deste século⁵ – e em práticas comerciais desconectadas com os interesses sensíveis do setor (*v.g.*, os fenômenos de cherry-picking⁶ e seleção adversa⁷) ou comercialmente abusivas (*v.g.*, assédio a e manipulação de consumidores⁸, custos elevados de trocas de fornecedor).

Da parte dos consumidores, fala-se ainda em um “direito à não opção” ou à manutenção dos serviços tal como tradicionalmente ofertados⁹, recusando-se os riscos e ônus inerentes à escolha de novos

⁵ v. SWEENEY (2002); GROSSMAN; COLE (2003); CHAO et al. (2005); UTRAY (2004, pp. 373-375).

⁶ Trata-se do fenômeno segundo o qual os agentes privados em livre mercado tendem a concentrar-se nas fatias mais lucrativas do mercado e com menores riscos, abandonando as zonas geográficas e agentes com menores capacidades econômicas e com potenciais de retorno consequentemente mais reduzidos.

⁷ Trata-se uma falha decorrente da assimetria de informações existente entre consumidores e fornecedores, sobretudo em mercados complexos, que levam aqueles a incorretamente analisarem a relação custo/benefício e na seleção dos bens e produtos ofertados para compensar a falha de mercado de assimetria informacional e subsequente seleção adversa, que pode ser revelante para toas as características do produto” (CSERES, 2008, p. 83).

⁸ v. HARTMAN; APAOLAZA IBÁÑEZ (2007); BELLANTUONO (2009, pp. 154 e ss.) e, para algumas possíveis respostas regulatórias a tais práticas, v. EU, *Towards a European Charter on the Rights of Energy Consumers* (2008).

⁹ v. DHAR (1997); BRENNAN (2005).

provedores e novos serviços¹⁰.

Sem dúvidas, todos estes argumentos são pertinentes e devidamente motivados, inclusive por experiências práticas já observadas, e, fosse o caso de inexistirem inconvenientes para a instauração de um mercado retalhista de energia elétrica, esta realidade já se teria há muito disseminado globalmente.

Fato é, contudo, que efetivos êxitos na construção de mercados retalhistas tem-se comprovado somente para os grandes consumidores industriais, ficando o sucesso ou malogro das liberalizações expandidas a pequenos e médios consumidores ainda indefinidos. Na percepção de BELLANTUONO (2009, p. 145), após o estudo comparado das realidades italiana, norte-americana, inglesa, alemã e francesa, “os benefícios de uma transformação de tal porte serão apreendidos somente em longo prazo. Mas o debate teórico e a análise empírica não ofereceram ainda argumento inequívoco a favor ou contra a abertura à concorrência do mercado dos utentes domésticos”.

Isto é assim, segundo entendemos, porque os setores industriais e comerciais de grande porte possuem à sua disposição, já há muito, tecnologias de ponta em sede de medição de consumo, alocações contratuais de riscos e gestão de consumo que, até o momento, não se apresentavam acessíveis aos pequenos e médios consumidores.

Realmente, em sede de fornecimento de energia a consumidores residenciais e industriais/comerciais de pequeno e médio porte (no Brasil, aqueles com carga inferior a 3.000 kW), a estrutura tecnológica e as estratégias comerciais permanecem substancialmente as mesmas, operando sob os mesmos esquemas pré-liberalização as atividades de medição, faturamento, cobranças e respectivos serviços operativos¹¹ que integram a função retalhista.

Ademais, uma vez que os preços finais pagos pelos consumidores são fixados em sede regulatória e inexistem reais incentivos à mudança dos padrões de consumo, a demanda residencial e comercial de pequeno e médio porte é ainda altamente inelástica, isto é, não varia de acordo com os sinais da oferta e os sinais do mercado.

¹⁰ Em Inglaterra, por exemplo, a OFGEM (2012) identificou que “nos últimos 18 meses o número de tarifas disponíveis para os consumidores subiu de cerca de 180 para quase 400”, asseverando, em contrapartida, que “o nível de complexidade das tarifas que confronta os consumidores é inaceitável e que a contínua “prega” da venda indevida ou abusiva [misseling] deveria ter sido controlada há anos. Acreditamos que a indústria deva endereçar estes problemas imediatamente, sem esperar que aja o Ofgem ou o Governo” (p. 12).

¹¹ JOSKOW (2000, p. 32).

E, como os contratos de fornecimento de energia elétrica são obrigatoriamente de adesão¹², inexistem margens para que soluções mais adequadas a cada padrão de consumo e perfil de risco atinente aos consumidores ou grupos de consumidores sejam absorvidas pela relação contratual.

Sucedem que o setor elétrico vem passando, atualmente, por reformulações que prometem revolucionar a forma com que a eletricidade será gerada, transmitida e, sobretudo, comercializada, distribuída e fornecida aos consumidores finais, expandindo-se também para os mercados de consumo de pequeno e médio porte inúmeras inovações tecnológicas, de serviços e customização contratual.

De um lado, o crescimento das trocas e a maturação dos mercados a montante impõem sejam rompidos os obstáculos à sua dinamização e a expansão, com o incremento dos agentes e soluções comerciais/financeiras existentes nestes mercados e a integralização, do lado da demanda, do processo de liberalização.

De outro lado, o advento das redes inteligentes cria as condições propícias à formação de uma demanda mais elástica e responsiva aos sinais do mercado, fomenta o desenvolvimento e aprimoramento de serviços energéticos, dinamiza o mercado gerador a permitir a produção distribuída de eletricidade e possibilita a individualização dos consumidores nos processos de formação de preços e gestão de riscos e de consumo, mudando a face da porção retalhista do setor elétrico.

De resto, a regulação pública da economia vem também passando por importantes mudanças (regulação de performance e resultados, *smart regulation*, *responsive regulation*, *co-regulation*), que permitem endereçar mais eficientemente as condutas dos agentes regulados aos fins e interesses públicos, com a capacidade de reduzir substancialmente os impactos negativos no mercado que as potenciais condutas egoísticas e abusivas dos agentes regulados podem gerar com a liberalização.

Estes novos paradigmas reclamam, à evidência, o desenvolvimento de estruturas adequadas e capazes de responder às novas realidades e necessidades do setor, instigando uma reformulação das bases sobre que operam os mercados energéticos atualmente.

Vejamos, então, que mudanças são estas e de que maneira impactam o mercado elétrico, especialmente em sua vertente retalhista.

¹² Cf. artigo 60 da Resolução n° 414/10 da ANEEL.

II. LIBERALIZAÇÃO, CONCORRÊNCIA E COMERCIALIZAÇÃO

A liberalização do setor elétrico, com a sua subsequente desregulamentação e abertura à concorrência, enseja que a formação de preços¹³ passe a refletir os *sinais do mercado*, nomeadamente no que tange aos custos de capital para instalação e financiamento de novos empreendimentos e aos custos de operação, sobretudo das matérias-primas empregadas na produção de energia, variando de acordo com as flutuações da economia.

De outro lado, o descolamento entre as trocas *físicas* de energia elétrica e as trocas *comerciais* transforma a energia em uma *commodity* passível de ser autonomamente negociada, o que não só majora consideravelmente o número de negociações e de atores transacionando no mercado – inclusive, potencialmente, em nível supranacional, denotando a tendência de direcionamento do mercado elétrico a uma competição internacional¹⁴ –, como complexifica tais relações, tendo em vista a fragmentação do volume de negócios gerados no mercado elétrico e da quantidade real de energia gerada, transportada, distribuída e efetivamente consumida pelos usuários finais.

Daí a necessidade de serem “liquidadas diferenças” entre a energia negociada e a efetivamente gerada/consumida e, conseqüentemente, fixados novos preços que reflitam, no mercado *spot*, a relação entre oferta e demanda após a efetivação das transações físicas, a despeito dos valores e volumes previstos contratualmente¹⁵.

Isso, à evidência, para além de criar uma pressão competitiva capaz de tornar mais eficientes tais processos e negociações e reduzir

¹³No Brasil, a formação “livre” de preços dá-se, até o momento, do lado da *oferta* de energia elétrica, isto é, na etapa da geração, afigurando-se todos os demais preços (de transporte – transmissão e distribuição – e fornecimento aos consumidores finais cativos ou potencialmente livres) regulados. No mercado elétrico do futuro, porém, não só os preços ofertados aos consumidores finais poderão ser livremente negociados, conforme veremos ao longo do presente artigo, como também os preços e condições de acesso às redes de transmissão e distribuição tem o potencial de serem liberalizados, cf. nota 4, *supra*.

¹⁴v. SOLÉ MARTÍN (2008, p. 273-290). O mercado brasileiro, no entanto, ainda se encontra distante desta realidade, merecendo sejam criadas as bases e condições para sua dinamização e expansão, inclusive no que tange à realização de projetos bilaterais e/ou regionais para a interconexão e expansão das linhas de transmissão entre os diversos países vizinhos de modo a fomentar a criação de um mercado regional capaz de incrementar a concorrência e promover uma maior segurança energética.

¹⁵Para os mecanismos de formação de preços e negociações no mercado *spot*, ou de curto prazo, no Brasil, v. arts. 56 e ss. do Decreto nº 5.163/04.

os preços de oferta da energia elétrica, impõe aos operadores novos riscos, que, outrora, em um sistema de formação artificial de preços, não se colocavam, ensejando que novos esquemas e relações jurídicas sejam estabelecidos de modo a mitigá-los e aloca-los eficientemente.

De fato, sob um esquema de preços regulados, não só a recuperação dos capitais investidos na instalação de centrais geradoras encontrava-se, como regra, integralmente coberta pela tarifa, como as variações nos custos de operação eram ou absorvidas pelo governo, ou repassadas aos usuários a partir de uma revisão tarifária.

O resultado se refletia em preços artificialmente estabilizados, porém às expensas dos usuários ou, no caso do aporte direto de recursos estatais, dos contribuintes, e em serviços como regra ineficientes, porquanto inexistiam incentivos para que fossem reduzidos os custos e aprimorados os processos produtivos, já que o reembolso das despesas era senão certo, largamente concretizado¹⁶.

Em ambientes liberalizados, ao revés, os preços, porque diretamente atrelados às condições do mercado, flutuam de acordo com as condições e realidades econômicas, afigurando-se essencialmente *voláteis*, dada a racionalidade limitada dos operadores econômicos na leitura e projeção das alterações futuras na realidade.

A conquista da estabilidade dos preços, portanto, dá-se não artificialmente, mediante a intervenção estatal¹⁷, mas através da aplicação de mecanismos concorrenciais, contratuais e financeiros (com destaque para os produtos derivados ou derivativos) disponíveis no mercado, que permitem incentivar os agentes em buscar e construir negócios ao menor custo para que sejam lucrativos e sustentáveis, dotar as relações jurídicas da necessária segurança para se desenrolarem e alocar riscos entre os operadores que atuam na cadeia produtiva da energia elétrica, bem como do incremento do número de atores e transações que têm lugar no mercado, de modo a conferir-lhe maior liquidez¹⁸ e diluir os

¹⁶ Bem anotam QUINN; REED (2010, p. 852) que os operadores do setor elétrico possuem “muito poucos incentivos em examinar novos modelos de negócio, produtos ou ideias que não digam diretamente com as competências típicas de vender eletricidade aos consumidores”.

¹⁷ É preciso anotar, porém, embora aqui não seja o caso de analisar e discutir os ônus e bônus de tal modelo, que o marco regulatório brasileiro prevê a fixação de limites mínimos e máximos para os preços de liquidação de diferenças, isto é, o preço do mercado spot (v. art. 57 do Decreto nº 5.163/04).

¹⁸ A liquidez deriva da capacidade do mercado de realizar trocas de energia sem impactar substancialmente os preços e custos destas transações. Uma definição elucidativa colhe-se do OFGEM (2012, p. 11), segundo a qual a “liquidez é a habilidade de rapidamente vender ou comprar uma commodity desejada ou um instrumento financeiro sem

custos e riscos ínsitos a negócios desta natureza.

Sendo assim, a lógica do setor elétrico, que partia de uma estrutura standardizada, centralizada e hierarquizada, com a presença de alguns poucos atores e a celebração de negócios jurídicos simples (quando estes existiam, sendo mais comum a integração vertical de todas as atividades em uma única companhia, com a mera “passagem de elétrons” de uma etapa produtiva para outra), modifica-se, tornando-se cada vez mais plurais e dinâmicos os processos negociais e produtivos e difusas e horizontalizadas as trocas e negociações, com o estabelecimento de relações jurídicas em rede, interligadas e diversas, entre os vários personagens – incluindo os consumidores, agora com demandas específicas a serem refletidas nas respectivas transações – que atuam no mercado elétrico.

É precisamente neste cenário que se desenvolve e ganha cada vez maior importância a figura do comercializador, o qual passa a atuar nestes mercados elétricos como um intermediário financeiro, internalizando e/ou gerenciando riscos, e também como um prestador de serviços energéticos, assessorando os consumidores finais em seu planejamento energético e na realização de compras/vendas de energia e elaborando soluções adequadas às suas necessidades e anseios (customização).

Conforme vimos, há inúmeros riscos¹⁹ atrelados às trocas existentes no mercado elétrico: riscos de volatilidade de preços, riscos de os volumes negociados serem superiores ou inferiores aos contratados, riscos de créditos e não recuperação de investimentos, etc.

Um comercializador pode tanto assumir uma porção destes riscos, retirando-os, por assim dizer, dos agentes que se encarregam das trocas físicas de energia, caso em que atua como *trader*, comprando e vendendo energia em nome próprio no mercado livre²⁰ e, assim, internalizando, *n.g.*, eventuais perdas (ou ganhos) decorrentes de variações de preços, como gerenciá-los, intermediando as relações de compra e venda entre uma central produtora e um consumidor final, dizendo-o *broker* quando simplesmente intervém nestas relações sem representar quaisquer das partes, e *dealer* quando representa os inte-

causar uma mudança significativa em seus preços e sem incorrer em significativos custos de transação. Uma característica chave [*key feature*] de um mercado líquido é ter uma grande número de compradores e vendedores desejosos de transacionar em todos os momentos, levando a um volume significativo de trocas individuais”.

¹⁹ LIMA (2006, p. 369).

²⁰ LIMA (2006, p. 369).

resses de um dos pólos da relação²¹.

A inserção desta nova figura de um intermediário financeiro para além dos atores tradicionais que atuam na cadeia produtiva (física) da energia elétrica importa, então, para fazer frente às mudanças estruturais ocorridas com a liberalização do setor, refletindo-se particularmente em três principais razões.

Primeiro, dinamizar a concorrência e fornecer liquidez ao mercado, permitindo que haja um maior número de agentes desejosos de realizar trocas e que estas trocas se efetivem para além da simples relação gerador-distribuidor, fomentando a competição entre os agentes produtores.

Tem pouco proveito, com efeito, fomentar a concorrência do lado da oferta e a entrada de novas plantas geradoras, liberalizar preços e permitir a construção de um mercado para as respectivas trocas se, do lado da demanda, houver um reduzido número de compradores e tiverem estes poder de mercado (no caso dos distribuidores, derivado principalmente da amplíssima parcela do mercado consumidor final que “representam”) suficiente para afetar o andamento destas transações.

A inserção de comercializadores neste cenário, por conseguinte, parece-nos sobremaneira proveitosa, sobretudo porque o sucesso de suas atividades diz menos com o volume e o retorno de investimentos iniciais em infraestruturas (como ocorre com os agentes que lidam com a energia física) e mais com a sua capacidade de negociar contratos e derivados a preços e condições mais vantajosas, o que tem o condão de dinamizar verdadeiramente o mercado.

Logo, quanto maior e de variados tamanhos e tipos o número de agentes transacionando, maior a concorrência e a liquidez e maiores, assim, as possibilidades de êxito de esquemas de mercado que, tradicionalmente, em diversos outros setores da economia, têm o condão de promover a eficiência, a evolução tecnológica e a estabilização e redução de preços.

No Brasil, entretanto, estima-se que menos de 30% da energia consumida seja livremente negociada no mercado²², ficando os demais 70% sujeitos às condições estabelecidas para compra e venda de energia no mercado regulado, com a compra por um reduzido número de

²¹ LIMA (2006, p. 369).

²² CCEE (*webpage*).

agentes distribuidores e, os preços, estremados pelo governo²³.

Não é de espantar, assim, que, a despeito dos progressos reconhecidamente já realizados, o desenvolvimento do mercado elétrico brasileiro caminhe a passos lentos e não se tenham aproveitado, ainda, os consumidores residenciais e pequenos e médios consumidores comerciais/industriais, dos prometidos efeitos benéficos da liberalização.

O real desenvolvimento e dinamização do mercado elétrico depende, assim, da integralização do processo de desregulamentação, com o incremento do número e tipos de agentes do lado da *demand*a de energia²⁴.

Em segundo lugar, a inserção de comercializadores no mercado é motivada pela promoção da queda de preços mediante a internalização de riscos que outrora recaiam em outros agentes e a realização de negociações de preços e condições de oferta mais empenhadas e eficientes, o que os distribuidores não possuem, como regra, incentivos para fazer.

Neste particular, na medida em que o marco regulatório brasileiro permite aos distribuidores repassarem aos consumidores finais os preços negociados com os geradores nos leilões de compra de energia e, de outro lado, possuem exclusividade no fornecimento de energia aos seus consumidores cativos, há, da parte destes agentes, poucos ou nenhum incentivo para que negociem preços mais baixos que os limites fixados pelo governo para o respectivo repasse ou para que incrementem a diversidade e qualidade dos serviços e condições de prestação aos usuários finais²⁵.

A inserção de comercializadores competindo entre si no mercado, então, sobretudo em um ambiente de demanda elástica propiciada com o advento das redes inteligentes, como veremos abaixo, tem o potencial de forçar os preços para baixo, visto que quanto maiores os descontos alcançados e melhores as condições negociadas junto aos geradores, maiores as vantagens competitivas que terão frente aos seus concorrentes, dependendo disto o sucesso ou mal-

²³ Para as regras de compra e venda de energia elétrica no mercado regulado, v. arts. 11 e ss. do Decreto nº 5.163/04.

²⁴ Entre outros, v. BELLANTUONO (2009, pp. 145-146); ROSSI (1998, p. 1.281-1.282); JOSKOW (2000, pp. 7-8); LITTLECHILD (2000, p. 15); CARSTENSEN (2006, p. 104).

²⁵ Anotamos que uma mudança no arcabouço regulatório e nas variáveis que integram o cálculo das tarifas reguladas pode mitigar substancialmente estes efeitos deletérios, sobretudo a partir de uma regulação de performance e resultados e formatos tarifários que permitam mimetizar ambientes concorrenciais e lógicas de mercado.

gro de seu empreendimento²⁶.

Por fim, os comercializadores têm o potencial de blindar ou mitigar (*buffer*) a variação de preços ao consumidor final²⁷, fornecendo-lhe estabilidade e opções mais vantajosas ainda que estas inexistam no mercado a montante.

Porquanto um comercializador pode negociar com diversos geradores, com matrizes energéticas diversas (hidráulica, eólica, solar, térmica, etc.), e pode, igualmente, participar em outros mercados energéticos (do gás natural, por exemplo), é possível que sejam criados e geridos portfólios de compra e venda de energia²⁸ (seja ela elétrica ou não) capazes de fazer frente a eventuais variações de preços/volumes ocorridas em diferentes matrizes energéticas, bem como sejam desenvolvidos portfólios de derivativos financeiros para fazer frente aos diferentes riscos que existem nestes mercados.

Dessa forma, a combinação destes diferentes contratos e derivados permite aos comercializadores não só contribuir para uma maior estabilidade de preços no mercado, como ofertar soluções de preços mais estáveis para consumidores avessos ao risco, soluções de fornecimento híbridas (*n.g.*, troca da energia elétrica para o gás a depender da variação de preços), soluções de fornecimento de energia renováveis

²⁶ Dissentindo de JOSKOW (2000), para quem o proveito comercial e os benefícios sociais da inclusão de comercializadores no mercado se daria unicamente a partir do fornecimento de serviços agregados, LITTLECHILD (2000, p. 16) assinala, acertadamente, no nosso entender, que os comercializadores podem, sim, prosperar mediante a competição de preços, e não apenas de serviços, no mercado a jusante, reduzindo consideravelmente as margens sob que é ofertada a energia em um mercado exclusivo (com fornecimento unicamente por um distribuidor). Ensina o autor que “a diferença é entre demanda ativa ou passiva do mercado. Um comercializador exposto à competição sabe que já perdeu consumidores e pode perdê-los ainda mais se os seus preços não forem competitivos. Sabe que tem de angariar novos consumidores e pode ganhá-los caso os preços sejam competitivos. Sabe que a efetividade de suas estratégias de compra serão diretamente traduzidas não apenas em sua parcela do mercado, como, ao fim e ao cabo, nos lucros e perdas de seu negócio. Em contraste, um retalhista com monopólio de todo ou parte significativa do mercado, com arranjos para repassar preços de compra razoáveis, não é exposto a qualquer de tais riscos na sua parcela do mercado. Ele sabe que os seus lucros são amplamente independentes de suas estratégias de compra de energia (...). As diferenças de estratégias [entre comercializadores e distribuidores] são manifestas em diversas formas. Exemplos incluem o tempo e os esforços que o retalhista irá empregar tentando encontrar, negociar e assegurar o melhor preço; a vontade de se expor caso a cobertura do contrato não esteja disponível em termos aceitáveis; a duração dos contratos de longo prazo aceita; a imaginação e esforços empregados no desenho e consideração de novas formas contratuais, a vontade ou não de aceitar elementos não precificáveis no acordo, e assim por diante. As diferenças são manifestas, também, em uma maior vontade de procurar geradores com quem negociar, talvez de menores escalas, ou geradores distribuídos”.

²⁷ CHAO *et al.* (2005, p. 1).

²⁸ LIMA (2006, p. 369).

para os clientes atentos ao meio-ambiente, e assim por diante.

Com as evoluções tarifárias para esquemas cada vez mais próximos e condizentes com os sinais do mercado – o que, analisaremos à frente –, se mostrará essencial no mercado elétrico do futuro prover aos consumidores finais diferentes tipos e pacotes de serviços e gestão/internalização de riscos, o que depende, em último grau, da liberalização de preços também a jusante, para que passem estes a refletir as estratégias comerciais e concorrenciais dos respectivos fornecedores de eletricidade.

Ademais, a complexificação da sociedade hodierna e a busca por processos produtivos mais econômicos, eficientes e sustentáveis reclamam sejam particularizadas soluções e desenvolvidos planos e projetos adequados a cada tipo, tamanho e padrão de demanda, atuando o comercializador como um prestador de serviços²⁹ capaz de traduzir as condições e os sinais do mercado a montante para adequá-los às condições e necessidades de seus clientes a jusante, realizando uma ponte entre o mundo “comercial” da energia elétrica e o mundo “real”.

Tais serviços de assessoria e customização, já desenvolvidos para grandes consumidores, livres ou potencialmente livres, poderão ser, com o desenrolar das redes inteligentes, transportados para todos os demais consumidores, transformando em definitivo a face do mercado elétrico atual. É o que passamos a analisar.

III. AS REDES INTELIGENTES

Não há, ainda, nem perante a doutrina³⁰, nem perante órgãos oficiais³¹, uma harmonização conceitual das redes inteligentes, afigu-

²⁹ Consoante JOSKOW (2000, p. 5), esses serviços podem incluir “tecnologias melhoradas de controle e medição, contratos de *hedge* [“cobertura”] de preços e consumo, serviços de gerenciamento de energia, agregação em pacotes de serviços de gás, energia e telefone e outros serviços inovadores”.

³⁰ v., p. ex., HAUSER; CRANDALL (2012, p. 3-28); MOMOH (2012, p. xiii e 1); GELLINGS (2009, p. 1); POUDINEH; JAMASB (2012, p. 3); ZHANG (2011a, p. 46); OECD (2011, p. 12); FERREY (2012, p. 4).

³¹ No Brasil, embora já tenha havido avanços na edição de Resoluções atinentes às *Power Line Communications* – PLC (Resolução nº 375/09), à geração distribuída (Resolução nº 482/12) e medidores (Resolução nº 502/12), não há, ainda, em nível legal ou regulamentar, um enquadramento conceitual sólido e sistematizado destas tecnologias. Na seara internacional, o *U.S. Energy Independence and Security Act* (2007), título XIII, seção 1306(d), abarca nada menos que oito conceitos de “*smart grid functions*”, assinalando, ao final, que poderão ser integradas ainda quaisquer outras funções que o Secretário de Energia possa identificar como sendo necessárias ou úteis para a operação de uma *Smart Grid*. Na União Européia, p. ex., as definições levadas a cabo pelo ERGEG (2009, p. 11-12) e pela

rando-se, no entanto, tendencial defini-las como o conjunto de todas as tecnologias digitais de comunicação bi-direcional, de controle, análise e monitoramento automatizados do sistema acopladas à rede energética analógica para integrar inteligente e eficientemente “as ações de todos os usuários e operadores a elas conectados (geradores, consumidores, transmissores, distribuidores, fornecedores e terceiros prestadores de serviços), a fim de garantir um sistema elétrico economicamente eficiente e sustentável com baixas perdas e altos níveis de qualidade, segurança no abastecimento e segurança”³².

As tecnologias desenvolvidas até o momento para estes fins são diversas, em número e funções. Vão desde monitores para classificação dinâmica das linhas em relação às condições climáticas, até eletrodomésticos e eletroeletrônicos capazes de funcionar (serem ligados/desligados, terem sua potência reduzida/majorada) automaticamente, mediante estímulos diretos do sistema ou ordem eletrônica (via email, sms, etc) emitida pelo proprietário.

O que lhes confere sistematicidade é que atribuem às redes elétricas três características a partir das quais as suas principais vantagens irão germinar: o fluxo de informações em tempo real, as comunicações bi-direcionais de energia e informações entre o usuário final e a rede e a capacidade de auto-cura (*self-healing*).

A importância de seu estudo e, principalmente, de sua implementação reside em que tais tecnologias têm o condão de equiponderar o trilema³³ existente entre os valores considerados hoje essenciais na seara energética: a segurança e confiança no abastecimento, a acessibilidade e a sustentabilidade ambiental³⁴.

EU Commission Task Force for Smart Grids (2010, p. 6) também divergem, ainda que não substancialmente.

³² ERGEG (2009, p. 12).

³³ POUDINEH; JAMASB (2012, p. 1).

³⁴ Nas palavras de CASTRO; DUTRA (2012, p. 1), “a *smart grid* permite o monitoramento inteligente e em tempo real da rede de energia elétrica, viabiliza o balanceamento entre oferta e demanda quase que instantâneo, detecta roubos e desperdícios, responde a quedas de energia, automatiza cobranças de tarifas, permite a desconexão remota, e irá dotar os consumidores e empresas de ferramentas de gerenciamento de energia e informação. Sendo assim implementada, a *smart grid* irá revolucionar a transmissão e distribuição de energia elétrica. E quando estiver completada, irá transformar a sociedade de uma forma similar à internet – senão ainda mais”. Com efeito, as *smart grids* permitirão a criação de um fluxo bi-direcional de energia, dados e informações entre os operadores e os usuários e um controle mais intenso, autonomizado e eficiente do sistema, potencializando a proliferação de núcleos de autoprodução e geração distribuída, a estabilização e o armazenamento das ofertas de energia intermitente, a atuação mais responsiva por parte dos consumidores aos sinais de oferta, o aprimoramento e surgimento de novos serviços prestados ao usuário

Daí assistirmos, hoje, em sede global, iniciativas, estudos e esforços inúmeros, de entidades públicas e privadas, voltados ao desenvolvimento e implementação das redes inteligentes, podendo-se afirmar que constituem elas o futuro da energia elétrica no mundo³⁵.

Embora estas tecnologias se tenham desenvolvido para todas as etapas da cadeia produtiva da eletricidade, os principais impactos das redes inteligentes serão experimentados na última milha, transformando profundamente e em definitivo a fração a jusante do mercado elétrico.

As *smart grids*, de fato, têm o potencial de criar as bases para uma efetiva concorrência no mercado retalhista de energia elétrica, ao expandirem a elasticidade da demanda e fazerem com que os consumidores passem a responder a sinais de preço ou mais próximos dos ou consistentes nos sinais do mercado, bem como de fomentar a criação de um mercado de serviços energéticos, para além de um mero mercado de *commodities*, que agregue substancial valor à simples troca e transporte de elétrons.

Ademais, as redes inteligentes permitirão a integração eficiente ao sistema de um grande número de pequenas fontes produtoras de matriz renovável, ensejando que os consumidores de energia elétrica passem também a ser pequenos produtores de eletricidade e que os pontos produtores sejam instalados mais próximos dos ou nos próprios centros de consumo, diretamente conectados às redes de distribuição, o que não só dinamizará substancialmente as relações intersubjetivas que têm lugar no setor, devido à entrada de um número cada vez maior de agentes geradores, como imporá a reformulação das bases sobre que operam os distribuidores de energia, atribuindo-os novas funções de gerenciamento das redes e subsistemas locais e criando novos servi- final, a dinamização da concorrência no setor, a redução de perdas, o aumento da eficiência na transmissão e distribuição e a integração de diferentes e diversificadas matrizes energéticas, inclusive renováveis. No presente artigo, porém, analisaremos somente as potencialidades que impactem diretamente o mercado de retalho, remetendo o leitor a MORENO (2013) para o desenvolvimento dos demais pontos concernentes às redes inteligentes e as reformas regulatórias necessárias ao desenrolar eficiente destas tecnologias.

³⁵ No Brasil não poderia ser diferente, havendo já inúmeros projetos voltados à implementação, embora em escala reduzida e em formato piloto, de medidores inteligentes. Ao redor do mundo, são várias as iniciativas desta natureza, valendo destacar o caso italiano, com praticamente cem por cento de medidores inteligentes instalados em todo o país, o caso britânico, com uma instalação massiva de medidores inteligentes e a aplicação de novos formatos tarifários e a realização de projetos-piloto focados em estabilização de fontes intermitentes, resiliência e auto-cura das redes de transporte, e o caso californiano, cujo desenrolar das tecnologias *smart grids* encontra-se altamente avançado, inclusive com a estruturação de um marco regulatório condizente com estas novas realidades.

ços a serem por eles prestados. Vejamos.

O sistema elétrico atual funciona sob um fluxo unidirecional de energia e dados, incumbindo ao fornecedor de eletricidade – no caso do Brasil, para os consumidores cativos, que são o nosso objeto de estudo, o distribuidor – realizar a entrega da energia elétrica e verificar, ao fim de um período determinado – normalmente um mês – o volume de energia consumido, expedindo a fatura correspondente.

A energia, portanto, flui unicamente do sistema para os pontos de entrega de cada um dos consumidores, enquanto os dados respectivos (de volume e período de consumo) são colhidos a partir de medidores cuja leitura é feita presencialmente por funcionários da companhia distribuidora, integrando, ato contínuo, a sua base de dados.

Em um sistema inteligente, contudo, dados, informações e energia são trocados a partir de um fluxo bi-/multi-direcional, viabilizando que os consumidores, além de receberem energia do sistema, também o alimentem e que os dados e informações gerados pelo sistema sejam disseminados para os pontos de consumo.

Isto é possível em virtude do desenvolvimento de medidores inteligentes (*smart meters*³⁶), que, tal como os medidores analógicos, realizam a leitura do consumo – e, se for o caso, da produção – de energia elétrica pelos consumidores; porém, diferentemente daqueles, em virtude de realizarem a leitura de dados de forma digital e estarem conectados diretamente à rede, viabilizam não só a coleta mais exata e pormenorizada dos fluxos de energia, como emitem sinais e informações constante e diretamente ao sistema, tornando despicienda a sua leitura manual ao fim do mês ou do período predeterminado para o lançamento da fatura.

Além disso, *i.e.* além de emitirem informações *ao* sistema, são também capazes de receber dados e informações *do* sistema³⁷, podendo

³⁶ É preciso ressaltar que os *smart meters* não são capazes de, sozinhos, realizarem comunicações com o sistema, dependendo da instalação de *advanced meter infrastructures* (AMIs) – que são o conjunto formado por aqueles, a rede e a infraestrutura de comunicação e informação; *i.e.* a plataforma que permite a comunicação de dados e informações do consumidor para o fornecedor e vice-versa e emite as respostas correspondentes autonomizadamente – e as *home area networks* (HANs) – que consistem no conjunto de equipamentos e aplicações eletroeletrônicos interconectados dentro de uma residência. Abarca os *smart meters*, as *smart appliances* (eletrodomésticos e eletroeletrônicos sensíveis às variações do sistema e capazes de responder aos seus sinais), os *in-home display* (aplicativos que permitem ao usuário verificar os níveis de consumo de energia) e a rede digital conectada à internet (*web*) que monitora e realiza a comunicação integrada dos dados e informações geradas, podendo ou não integrar a micro-geração ou geração distribuída.

³⁷ Os *smart meters* não são capazes de, sozinhos, realizarem comunicações com

informar ao usuário final a variação do preço da energia periodicamente (de 3 em 3, de 5 em 5 minutos, ou de hora em hora, p. ex., a depender de sua programação), o histórico de consumo e os valores acumulados a serem pagos.

A comunicação bi-direcional entre rede e usuário final, em consequência, viabiliza um conhecimento mais profundo e em tempo real, da parte do fornecedor, sobre as exigências e volumes de consumo individuais e possibilita tanto compatibilizar de forma automatizada e quase instantânea demanda e oferta, quanto fixar preços condizentes com os padrões da demanda, a fim de atrelar o preço final ao custo real da energia em cada momento.

Da parte dos consumidores, a recepção de sinais periódicos da rede quanto ao custo e o volume histórico e real de consumo permitir-lhes-á tomar decisões informadas e gerenciar de forma direta e ativa a sua demanda, seja para reduzi-la globalmente, seja para adaptá-la aos momentos do dia em que o preço da energia se verifique mais reduzido (p.g. programar para operar equipamentos eletrônicos que demandem alto volume de energia – máquinas de lavar roupas e louças, aquecedores e ar-condicionados, etc. – quando o preço da energia for o menor possível).

Desse modo, a demanda de energia elétrica, tradicionalmente inelástica, poderá flutuar substancialmente em razão dos preços e volumes de energia transacionados no sistema, isto é, de acordo com as condições da oferta, tornando-se, assim, *elástica*, o que se afigura essencial para o atingimento de uma maior eficiência energética³⁸,

o sistema, dependendo da instalação de *advanced meter infrastructures* (AMIs) – que são o conjunto formado por aqueles, a rede e a infraestrutura de comunicação e informação; i.e. a plataforma que permite a comunicação de dados e informações do consumidor para o fornecedor e vice-versa e emite as respostas correspondentes autonomizadamente – e as *home area networks* (HANs) – que consistem no conjunto de equipamentos e aplicações eletroeletrônicos interconectados dentro de uma residência. Abarca os *smart meters*, as *smart appliances* (eletrodomésticos e eletroeletrônicos sensíveis às variações do sistema e capazes de responder aos seus sinais), os *in-home display* (aplicativos que permitem ao usuário verificar os níveis de consumo de energia) e a rede digital conectada à internet (*web*) que monitora e realiza a comunicação integrada dos dados e informações geradas, podendo ou não integrar a micro-geração ou geração distribuída.

³⁸ O sistema, hoje, pode ser considerado altamente ineficiente. A impossibilidade/onerosidade de armazenamento eficiente da energia elétrica impõe que o sistema tenha capacidade de gerar, transmitir e distribuir volumes máximos de energia para fazer frente aos picos máximos de consumo, ensejando, de um lado, o emprego de complexos – e custosos – sistemas de balanceamento a fim de que a relação entre demanda e oferta seja contínua, instantânea e incessantemente harmonizada e, de outro lado, um sobreinvestimento em capacidade que é aproveitada somente em determinados períodos do dia ou do ano, permanecendo *ociosa* nos períodos de consumo menos intenso.

a sustentabilidade ambiental do sistema³⁹ e criação de um ambiente concorrencial.

A resposta dos consumidores aos sinais do sistema permite a redução do consumo em horários de pico (em que a capacidade da rede se encontra saturada), afigurando-se essencial não apenas por permitir uma utilização mais eficiente das infraestruturas, como para possibilitar a redução dos preços finais pagos pelos usuários. Isto porque um consumo responsivo às condições do sistema evita que (ou mitiga) (i) novos gastos com a expansão das infraestruturas sejam feitos; (ii) as centrais termelétricas, que geralmente atendem aos picos de demanda e cujos preços, em virtude da matéria-prima empregada (usualmente petróleo e derivados – óleo, diesel, gás), são mais elevados, sejam despachadas; e (iii) custos acrescidos de congestionamento nas linhas de transmissão e distribuição sejam incorridos.

Para tanto, os esquemas de preços atualmente aplicados devem mudar, passando a refletir as efetivas condições do sistema elétrico.

Atualmente, as tarifas, reguladas, são calculadas com base em médias ponderadas dos valores praticados historicamente no mercado e dos respectivos níveis de consumo, variando, quando muito, entre períodos previamente fixados pelo regulador como tradicionalmente de pico e não pico.

Com o advento das redes inteligentes, será possível verificar os efetivos níveis e preços de oferta, volumes transportados e volumes demandados e consumidos em *tempo real*, potenciando que o balanceamento entre demanda e oferta seja realizado com periodicidade de minutos e, por conseguinte, que os preços cobrados dos consumidores reflitam as efetivas condições e custos do sistema.

Uma nova lógica de preços, calculados em tempo real, se mostrará possível, a partir do que o valor da tarifa poderá variar de acordo com os preços subjacentes do mercado de energia no momento do consumo, com periodicidades previamente fixadas pelo regulador (*v.g.* de 1 em 1, 5 em 5 minutos).

Esta precificação, dinâmica, permite tratar a geração simetricamente à demanda, refletindo no valor a ser pago pelos usuários os preços-padrão que são efetivamente pagos aos geradores com base nas negociações de compra e venda de energia que têm lugar

³⁹ Reduzir o consumo e a expansão da rede implica, então, em cortar gastos e desperdícios, conservar matérias-primas escassas e reduzir os impactos trazidos por novas centrais geradoras ao meio ambiente.

no mercado elétrico⁴⁰⁻⁴¹.

O advento dos *smart meters* permite também aos consumidores optarem por sistemas pré-pagos de energia elétrica, os quais, embora venham causando inúmeros questionamentos sobre os direitos de imediata suspensão da energia da parte do operador⁴², têm tido larga entrada no mercado e resposta surpreendentemente positiva da parte dos consumidores⁴³.

As redes inteligentes permitem, à vista disso, uma diversificação das formas de cobrança a partir dos diferentes tipos e padrões de consumidores. Aliás, um das evidências mais proveitosas retiradas de projetos-piloto reside em que as experiências mais bem desempenhadas pautavam-se em um sistema de “menu tarifário”, viabilizando escolhas quanto a diferentes tipos de tarifas a serem experimentadas pelos consumidores, o que vai ao encontro da tendência para que os consumidores tenham uma postura cada vez mais ativa e escolham os formatos tarifários que melhor se adéquem aos seus respectivos padrões de consumo.

Por estas razões, uma estrutura regulatória que continue a blindar os consumidores finais aos sinais do mercado, com a fixação estática e estandardizada de preços, e à competição entre diferentes fornecedores, que poderão oferecer uma maior ou menor estabilidade de preços aos usuários e condições de contratação adequadas ao seu consumo, já não poderá subsistir.

⁴⁰ Cf. Prof. Frank Wolak (OECD, 2011, p. 214).

⁴¹ É preciso a nota de que os esquemas de precificação dinâmica ao mesmo tempo em que viabiliza aos consumidores recompensarem-se substancialmente pela mudança em seus padrões de consumo e por suas contribuições à eficiência e estabilidade geral do sistema, transfere substanciais riscos de variações nos preços da energia para os usuários, dependendo o seu sucesso da possibilidade de autonomização das *smart appliances* para responderem automaticamente aos sinais de preço (entrando em ou sustando a operação quando o valor da tarifa atingir um determinado patamar pré-programado) e, especialmente, de um processo compreensivo e efetivo de educação e informação dos consumidores a fim de que possam balizar adequadamente as suas escolhas de consumo. Neste particular, nota-se que os resultados positivos ou negativos dos inúmeros projetos-piloto adotados nos Estados Unidos e na Europa que aplicaram formas de tarifação dinâmica correspondem diretamente aos maiores ou menores esforços implementados pelos operadores para conferir aos consumidores bases apropriadas para realização de escolhas informadas.

⁴² A OFGEM (2010) já permite que *smart meters* operem sob pré-pagamento, salientando que a possibilidade de utilizá-los dependerá das características dos consumidores e que deverão os operadores obedecerem às regras e códigos de conduta quanto ao tempo e modo de interrupção do fornecimento.

⁴³ A inovação foi testada no projeto SRP Smart Grid Project, no Arizona (v. Anexo III), com uma aprovação de 88% do total de consumidores (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2011, p. 50-51).

Ademais, os esquemas tarifários atuais funcionam de forma que os lucros auferidos pelos operadores do mercado elétrico encontram-se umbilicalmente conectados ao volume de energia consumida pelo usuários (quanto maior o volume injetado, transportado e comercializado de energia, maior a remuneração).

Isto já não se mostra sustentável com o advento das redes inteligentes, porquanto um dos principais impactos esperados e desejados com estas tecnologias é, vimos, a eficiência energética. Sendo assim, a dissociação (*decoupling*), ainda que parcial⁴⁴, entre o lucro obtido pelos operadores e o volume de energia vendido e transportado é essencial para incentivar e sustentar investimentos em um mercado energético eficiente e cada vez mais dinâmico.

Neste novo cenário, a redução no total do volume de energia fornecido poderá ser compensada – e ultrapassada – pelos serviços de alto valor agregado que as *smart grids* incitarão, tornando-se os operadores “provedores de serviços energéticos”⁴⁵, ao invés de meros transportadores e comercializadores de elétrons.

Quanto aos geradores, poderão incrementar as suas receitas mediante a prestação aos transportadores dos denominados serviços ancilares, relacionados ao controle e compensação de poder reativo, ao controle de voltagem, ao armazenamento de energia, à simetria física, à impedância da rede, etc⁴⁶, sendo o caso, ainda, de se questionar em que medida a segurança do sistema ofertada pelas diferentes matrizes

⁴⁴ Segundo TOMAIN (2009, p. 960), um dos principais modelos de *decoupling* tarifário é o *straight fixed variable rate design* (SFV), em que os custos fixos do operador (*v.g.* custos de capital e alguns custos de operação como mão-de-obra e manutenção da rede) são alocados em uma componente fixa da tarifa, que preferencialmente deve ser cobrada de cada tipo de consumidor de acordo com o seu perfil de consumo (pequenos, médios e grandes consumidores) e dos ônus que impõe ao sistema (áreas urbanas *versus* áreas rurais, períodos de pico *versus* períodos de não pico, etc.). Os custos variáveis, como combustíveis, matérias-primas, capitais de curto-prazo, etc., são uma variável a ser cobrada de forma fluante dos consumidores, de acordo com o seu valor em cada momento considerado. Daí que, nesta formatação, os consumidores devem receber sinais de preços mais acurados sobre os custos reais da eletricidade consumida e, por conseguinte, ajustarão a demanda em conformidade, estando diretamente conectada com as formas dinâmicas de precificação. Em contrapartida às perdas sofridas com a dissociação do volume negociado, a formatação tarifária deverá atrelar os patamares de lucro passíveis de serem auferidos pelos operadores à consecução de metas e resultados arrolados pelo regulador, sob um enfoque de tarifação de performance e resultado. Sendo assim, se atingidas as metas traçadas pelo regulador e quanto mais eficiente os resultados sejam obtidos, ficará resguardado o lucro esperado e devido para os operadores independentemente dos volumes de energia transportados, gerados ou fornecidos.

⁴⁵ FERREY (2012, p. 23).

⁴⁶ OVERBEEKE; ROBERTS (2002, p. 18).

energéticas deva ser uma variável da tarifa a ser cobrada dos consumidores e revertida em prol dos geradores, sobretudo daquelas fontes que são as últimas e serão cada vez mais raramente despachadas⁴⁷.

Da parte dos transportadores, poderão ser ofertados, por exemplo, serviços de estudos de viabilidade de instalação das fontes geradoras, planos customizados para as diferentes necessidades de cada fonte geradora (*v.g.* uma maior resiliência para as redes intermitentes) e serviços atinentes ao gerenciamento ativo das redes, incluindo a transmissão, tratamento e análise de dados e informações.

Especialmente, no campo do fornecimento de energia elétrica, poderão ser prestados aos consumidores importantes serviços como os de instalação de programas e *softwares* de gerenciamento de energia (*v.g.* permitindo o controle automático ou remoto dos aparelhos eletro-eletrônicos), assessoria em assuntos de eficiência e poupança energética (*v.g.* formatação dos padrões de consumo, que *smart appliances*⁴⁸ melhor se adequam ao perfil de consumo, como programar ou operar remotamente tais equipamentos), apresentação de planos customizados para cada perfil de consumo (*v.g.* que tipos de tarifa melhor se adequam ao perfil do consumidor), realização de estudos de viabilidade de instalação de geração distribuída, e assim por diante.

Em acréscimo, alguns serviços que já vinham sendo desfragmentados da função de distribuição poderão mais facilmente autonomizar-se, rompendo com a formatação monopólica tradicional da dimensão retalhista do mercado (p. ex., a autonomização do serviço de medição, que era já possível e, inclusive, implementada em algumas jurisdições⁴⁹, pode tomar grande impulso com os novos *smart meters*).

Este novo cenário instiga e incentiva fortemente a concorrência e a inovação, colocando os operadores em posição de desenvolverem novas tecnologias e serviços agregados para diversificarem e melhorarem a qualidade das prestações ofertadas e competirem entre si pela conquista de novas fronteiras do mercado, o que tem o potencial de fomentar a redução dos preços ao mesmo tempo em que promove o desenvolvimento e a evolução do setor elétrico.

Realmente, ao viabilizar que à oferta de energia sejam agregados serviços de consultoria, assessoria, instalação e operação de *softma-*

⁴⁷ Sobre o ponto, inclusive com estudos matemáticos-econômicos, v. CASTRO; DUTRA (2012).

⁴⁸ Sobre o desenvolvimento das *smart appliances* e os impactos que têm o potencial de gerar no setor elétrico inteligente, v. ROGERS *et al.* (2013).

⁴⁹ v. NEW YORK STATE DEPARTMENT OF PUBLIC SERVICE (2001).

res para controle de demandas, customização das tarifas, etc., as redes inteligentes permitem que os operadores se diferenciem entre si em dimensões além do preço da energia comercializada.

Da parte dos consumidores, é possível tornar cada vez mais pessoal a prestação dos serviços, denotando as diferenças essenciais que caracterizam os tipos de usuários, sendo certo que os diferentes consumidores possuem diversas preferências em termos de qualidade do serviço, frequência e tipologia da medição e faturamento, métodos de pagamento, tipos de matrizes energéticas que pretendem consumir, e assim por diante.

A concretização destas vantagens depende, no entanto, que haja efetivas condições de trocas e de conquista de mercado da parte dos operadores, bem como que os consumidores tenham reais possibilidades de escolha quanto aos tipos de serviços e prestadores que melhor satisfarão as suas preferências e necessidades, o que não se coaduna com a estrutura standardizada do fornecimento de energia elétrica que hoje tem lugar no Brasil e a situação de catividade que é imposta aos pequenos e médios consumidores.

As redes inteligentes, portanto, com os serviços acrescidos e os menus tarifários que propiciam, impõem que a parcela a jusante do mercado se dinamize para absorver estas novas fronteiras tecnológicas, parecendo-nos certo que a inserção da competição no mercado retalhista, com a fragmentação das atividades de distribuição e comercialização de energia elétrica, se afigura essencial para o sucesso deste novo modelo.

Finalmente, as redes inteligentes viabilizarão a integração cada vez mais eficiente e em maior quantidade⁵⁰ da geração distribuída⁵¹ ao

⁵⁰ Já é substancial a entrada de geração distribuída em países como a Dinamarca e o UK, apresentando aquele primeiro país mais de 30% do total da energia gerada em geração distribuída. Para um quadro comparativo da cota de geração distribuída em cada um dos países membros da EU, COSSENT *et al.* (2009, p. 1.146).

⁵¹ A Resolução nº 482/12 da ANEEL define, em seu art. 2º, a microgeração distribuída como (inciso I) “a central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras” e, a minigeração distribuída, como (inciso II) “central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras”. Sem pretender aprofundar a crítica, entendemos que tal diploma, embora tenha o mérito de estabelecer um sistema de compensações entre as energias consumidas e geradas pelos consumidores-produtores (*prosumers*), não nos parece endereçar adequadamente a

sistema, ampliando a capacidade de micro- e mini-geração por parte dos consumidores, que poderão, além de se auto-suprir com a energia gerada a partir de suas pequenas centrais, injetar energia no sistema e participar do mercado elétrico como fornecedores.

Nesse particular, os sinais de preço emitidos pelos *smart meters* viabilizarão aos consumidores-produtores (*prosumers*⁵²) eleger os momentos do dia em que será economicamente eficiente utilizarem a energia por si produzida (*v.g.* por painéis solares no teto das residências) ou armazenada (*v.g.*, em baterias de carros elétricos), adquirir energia do sistema ou injetarem a energia produzida ou armazenada no sistema, recebendo a respectiva contrapartida financeira.

Estas fontes geradoras de pequeno, médio e inclusive grande porte⁵³ conectadas diretamente à rede de distribuição voltam-se a suprir as demandas energéticas localmente, evitando, portanto, em princípio, investimentos em extensão da rede de transmissão e em perdas no transporte da energia, por se situarem próximas dos ou nos próprios centros de consumo⁵⁴.

questão, simplificando desmedidamente as relações jurídicas a serem estabelecidas entre distribuidores e geradores, sem desguardar o grande potencial comercial e negocial que tais pontos produtores, sobretudo se operantes em um sistema de *clusters* ou cooperativas, possuem. A função e a contribuição da geração distribuída para o sistema elétrico ultrapassam em muito a simples compensação, na fatura mensal do consumidor, do consumo e da produção de energia elétrica, incluindo aspectos que podem vir, inclusive, a englobar a auto-suficiência da *microgrid* ou da célula e a operação de unidades produtoras com intuito primordialmente comercial, caso em que o *prosumer* operaria como um verdadeiro *player* no mercado. Entender e assimilar também estas novas dimensões é, segundo entendemos, essencial para o fomento e o estabelecimento seguro e eficiente da geração distribuída no cenário brasileiro, merecendo, assim, aprofundamento e revisão o marco regulatório assentado sobre a matéria.

⁵² A expressão refere à nova postura pró-ativa que se espera dos consumidores com o advento das *smart grids*, tornando-se verdadeiros atores do sistema (NEGERI; BAKEN, 2012, p. 73).

⁵³ Como regra, a capacidade da geração distribuída é normalmente inferior a 50 MW e opera em voltagens de 230/400V até 110kV (DONKELAAR; SCHEEPERS, 2004, p. 19). No entanto, há também, cf. EUROLECTRIC (2013, p. 2), plantas geradoras de grande porte diretamente conectadas à rede de distribuição, especialmente de matriz renovável.

⁵⁴ Cf. KÜNNEKE (1999, p. 102), “nos anos 1970-80, a escala ótima para a produção de eletricidade era assumida como uma planta de tamanho aproximado de 600–800 MW: nos anos noventa essa escala ótima foi declinada por plantas ainda menores (...). Atualmente, a produção combinada de calor e energia (CHP) em pequena escala é econômica mesmo ao nível de residências individuais”. GROSSMANN (2003, pp. 98-99) reproduz que “um estudo nos anos 1970 sugeriu fortemente que não havia quaisquer benefícios apreciáveis de economia de escala em termos de custo de capital para qualquer geradora de tamanho superior a 200 megawatts (MW), uma magnitude que foi atingida antes da guerra e era menor que um-quinco do tamanho das maiores plantas geradoras dos anos 70 (Lee et al., 1990). Ficou igualmente provado que geradores a vapor de grandes dimensões eram mais suscetíveis a colapsos e a sua eficiência geral de longo prazo aparece crescentemente

Sob esta tendência, novos formatos organizativos locais começam já a surgir, como é o caso das *microgrids*, que são, conforme DONKELAAR e SCHEEPERS (2004, p. 29), “pequenos sistemas elétricos que podem operar independentemente do sistema elétrico de massa [*bulk power system*, referente ao sistema elétrico central, tradicional, conforme operado hodiernamente]. São compostas pela produção de energia distribuída e recursos de armazenamento de energia interconectados por um sistema de distribuição. Podem operar em paralelo ao sistema elétrico de massa durante operações normais e transformar-se em operações isoladas [*islanded (stand-alone)*] durante condições anormais como interrupção [*outage*] do fornecimento de massa ou emergência. Microgrids podem também ser criadas sem conexão com um fornecimento de massa e operar integralmente [*full-time*] como uma ilha independente”.

Trata-se, assim, de núcleos energéticos autônomos ao sistema central, que geram, transportam e ofertam energia elétrica aos usuários finais em uma determinada localidade, implicando na inovadora possibilidade – e, mesmo, necessidade – destes núcleos autônomos serem individualmente gerenciados, balanceados, monitorados e servidos, com a respectiva criação de (sub)sistemas elétricos locais.

Logo, o mercado passará a ser pluricêntrico, ao invés de centralizado, e horizontalizado, ao invés de verticalizado de cima para baixo, na medida em que todos os atores envolvidos na cadeia energética poderão ser tanto produtores, quanto consumidores de energia e serviços energéticos, e se relacionarão não por intermédio de esquemas hierárquicos e engessados, mas através de relações intersubjetivas dinâmicas.

Com estas novas fronteiras, o número de agentes a ingressarem no mercado elétrico aumentará consideravelmente, dado o potencial de cada consumidor tornar-se um produtor de energia elétrica.

Sucedem que as fontes de geração distribuída são geralmente intermitentes e nem sempre os consumidores optarão por injetar energia na rede, podendo priorizar a produção para o seu próprio consumo e atribuir ao sistema somente o excedente, se e quando houver.

Por isso, o balanceamento da *microgrid* ou dos subsistemas elétricos a nível da distribuição não poderá seguir a mesma lógica do balanceamento do sistema a montante, porquanto a geração distribuída não pode ser nem centralmente planejada, nem centralmente despachada. Daí falar-se, hoje, em lógicas peculiares e próprias de cada *microgrid*, problemática (Berlin et al., 1094)”.

que devem ser não só respeitadas, como fomentadas pelos reguladores, desde que se encaixem na lógica geral do sistema.

Isto imporá novas funções e responsabilidades aos distribuidores, que, atualmente, participam do sistema de forma bastante passiva, limitando-se, em geral, a repassar a energia recebida do transmissor ao consumidor final, mas, no mercado elétrico do futuro, deverão assumir o gerenciamento ativo da última milha, com a sua *programabilidade*, para coordenar os diferentes focos de geração distribuída relativamente ao sistema e permitir a efetiva absorção destas fontes produtoras sem que isso gere custos altíssimos e desnecessários ao sistema concernentes à extensão e resiliência das redes de distribuição.

Em uma postura ativa, consoante SCHEEPERS *et al.* (2005, p. 40), incumbe ao distribuidor responsabilizar-se pela segurança no abastecimento, a resiliência e a qualidade do sistema localmente, incumbindo-lhe analisar e interpretar dados para promover o balanceamento do sistema de acordo com a relação demanda e oferta no âmbito da *microgrid*/da dimensão geográfica em que atue, emitir sinais aos agentes do mercado para que mudem os seus padrões de produção ou de consumo, prover ou contratar serviços ancilares (*v.g.* controle de voltagem e energia reativa), evitar que as falhas e suspensões de energia ocorridas no âmbito de uma determinada área geográfica contaminem o sistema e vice-versa, negociar as condições de troca da energia excedente em seu subsistema com outros subsistemas ou com o sistema geral⁵⁵ e negociar com os agentes produtores diferentes níveis de flexibilidade quanto à supressão de fornecimento em momentos de congestionamento crítico da rede, pagamentos proporcionais à duração da suspensão do fornecimento⁵⁶, etc.

Assim, no setor elétrico do futuro, a *descentralização do gerenciamento da rede* da dimensão dos transmissores para os distribuidores faz-se cogente, permitindo que o sistema incorpore um gerenciamento local por parte dos distribuidores e um gerenciamento global por parte dos transmissores, de modo a que a operação da rede elétrica (de transmissão e distribuição) se dê mais eficiente e eficazmente⁵⁷.

⁵⁵ DONKELAAR; SCHEEPERS (2004, p. 28).

⁵⁶ EURELECTRIC (2013, p. 11 e 15).

⁵⁷ *v.*, p. ex., CRE (2013), em que a autoridade reguladora francesa para a eletricidade apresenta, em uma consulta pública, os principais pontos problemáticos para o desenvolvimento e a regulação das redes inteligentes em baixa tensão (na última milha), assinalando a necessidade de uma gestão ativa, flexível e adequada das redes nessa porção de modo a garantir a eficiência e a estabilidade do sistema.

À evidência, como gestores e operadores da rede, neste novo cenário, deverão os distribuidores ser imparciais e neutros a quaisquer outros interesses que não digam diretamente com a estabilidade do sistema e a sua operação eficiente, sendo certo que a acumulação destas responsabilidades com a comercialização de energia elétrica aos consumidores finais têm o potencial de colocar em xeque estas condições, ao imiscuir interesses comerciais e responsabilidades outras que possuem grande potencial de se entrecroçar com interesses *do sistema*.

Um novo marco regulatório condizente com as redes inteligentes e o incremento da geração distribuída, em consequência, deve assegurar que sejam dadas aos novos entrantes todas as condições para se estabelecerem em um ambiente de concorrência aceitável (*level playing field*), o que impõe, de um lado, que inexistam incentivos aos distribuidores para que recusem ou dificultem o acesso à rede por questões de ordem comercial afetas ao mercado de comercialização de energia elétrica, e, de outro lado, que os dotem da isenção e concentração de esforços necessários para o balanceamento e operação dos subsistemas locais, que devem se dar a partir de decisões técnicas, não mercadológicas/comerciais⁵⁸.

Logo, de modo a evitar conflitos de interesses que venham a por em causa a segurança, estabilidade e eficiência dos subsistemas elétricos, é também por esse motivo, segundo entendemos, o caso de serem fragmentadas as funções de distribuição e comercialização de eletricidade, reunindo no distribuidor responsabilidades de gestão, balanceamento e operação neutra e imparcial da rede e da *microgrid* e, nos agentes comercializadores, competências que melhor se coadunem com as lógicas e interesses de mercado.

Em suma, as redes inteligentes não só criam as bases para inserção da concorrência na porção a jusante do mercado elétrico, como impõem, para o seu sucesso e regular desenvolvimento, sejam repensadas as estruturas tradicionalmente aplicadas, com a organização de um mercado retalhista em que todas as potencialidades destas tecnologias

⁵⁸ Por exemplo, com a entrada em operação das redes inteligentes, inúmeros dados e informações granularizados referentes aos padrões e preferências de consumo estarão disponíveis à entidade dotada de competência para recepção, análise e encaminhamento destes dados e informações. Tal entidade é considerada, em inúmeras propostas e discussões referentes à regulação do novo setor elétrico inteligente, como sendo melhor compatibilizada na figura do distribuidor. Sendo este o caso e hipoteticamente subsistindo no distribuidor igualmente a competência para comercializar energia elétrica aos consumidores finais, são inegáveis às vantagens competitivas e os conflitos de interesses que advirão, o que deve a todo custo evitado.

e da competição possam ser exploradas e aproveitadas pelos consumidores finais.

IV. A IMPLEMENTAÇÃO DE UM MERCADO RETALHISTA NO BRASIL

O mercado grossista para a eletricidade no Brasil, desde a sua liberalização, vem evoluindo e amadurecendo solidamente, apresentando as bases mínimas necessárias⁵⁹ para a instituição de um mercado a jusante, com a participação de um número cada vez maior de compradores e a dinamização dos instrumentos de troca para elevar a um próximo nível a concorrência no setor, promover a expansão do mercado e, conseqüentemente, permitir que maiores proveitos em termos de redução de preços, incentivo à pesquisa e ao desenvolvimento tecnológicos e aprimoramento de serviços sejam extraídos por todos os atores interessados – sejam operadores, sejam consumidores.

Da mesma forma, o país vem, no caminho das principais potências mundiais, fomentando a implementação e o desenvolvimento das tecnologias componentes do sistema *smart grid*⁶⁰, especialmente em matéria de instalação e operação de medidores inteligentes.

Não obstante, são poucos os avanços realizados em sede regulatória para esta matéria, permanecendo imutáveis as principais estruturas sobre que se alicerçou o sistema elétrico analógico atual,

As experiências colhidas de projetos-piloto ao redor do mundo que tenham implementado total ou parcialmente as tecnologias componentes das *smart grids* e o avanço na instalação e operação de medidores inteligentes em diversos países, porém, patentearam inúmeras falhas e limitações do modelo regulatório tradicional⁶¹, desvelando a

⁵⁹ Um mercado grossista maduro é condição inafastável para a instauração de um mercado de retalho, conforme amplamente reconhecimento academicamente: v., entre outros, BELLANTUONO (2009); ROSSI (1998); JOSKOW (2000); LITTLECHILD (2000).

⁶⁰ Cf. a ZPryme, citada por U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2011, attachment C), os 10 governos federais que maiores estímulos concederam ao setor, em 2010, em milhões de dólares americanos, são: China, com \$7,323; USA, com \$7,092; Japão, com \$849; Coréia do Sul, com \$824; Espanha, com \$807; Alemanha, com \$397; Austrália, com \$360; UK, com \$290; França, com \$265; e Brasil, com \$204.

⁶¹ Em inúmeros casos, operadores e prestadores de serviços sustaram projetos de implementação de *smart grids* em virtude de indefinições quanto às responsabilidades dos agentes envolvidos e às tecnologias aplicáveis e aceitáveis no setor e em razão da inexistência ou insuficiência de financiamento e de retorno dos investimentos inicialmente realizados (U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2011), colocando-se a dúvida sobre como seria garantida uma remuneração justa dos operadores pelos serviços prestados se, nas tarifas tradicionais usualmente em vigor, a contrapartida paga se encontra proporcio-

necessidade de construção de um novo marco regulatório adequado às novas tecnologias e fronteiras do setor elétrico.

É cogente, assim, de modo a que seja bem estruturado o novo mercado elétrico inteligente e desenvolvidas todas as potencialidades das redes inteligentes, pensar, debater e formular políticas públicas e regulatórias que estejam conscientes das peculiaridades e efeitos que as novas redes contêm e enderecem corretamente os problemas e necessidades daí decorrentes.

Evidentemente, um novo marco regulatório para as redes inteligentes envolve questões inúmeras, que devem ser concomitantemente respondidas (com a participação da indústria e demais interessados) pelo regulador, com a formação de um novo sistema regulatório que se apresente lógico e harmonioso, expurgando-se práticas regulatórias contraditórias e desconexas, que se põem a resolver problemas concretos sem considerar os impactos que tais medidas imporão sobre o todo (o sistema) e sobre a coletividade⁶².

Pensar um mercado retalhista para o Brasil, portanto, significa inseri-lo no âmbito de um sistema elétrico direcionado para a sua evolução futura, isto é, para uma crescente internacionalização das trocas comerciais e físicas de energia e para a implementação de novas tecnologias que o tornem cada vez mais inteligente e iterativo.

A função do regulador brasileiro é, por conseguinte, vislumbrar que estruturas mercadológicas de retalho a serem instituídas hoje criarão as melhores bases para o atingimento de metas futuras e melhor se adequarão com as novas fronteiras do setor, visando a que seja instituído um marco estável, mas que permita ao mesmo tempo uma contínua evolução à medida que os resultados concretos se venham apresentando.

nalmente atrelada ao volume de energia gerada/transmitida/distribuída/ofertada e um dos principais escopos das *smart grids* é reduzir sensivelmente o consumo de energia elétrica. Verificou-se, ainda, em alguns projetos, um alto índice de insatisfação e preocupação dos usuários quanto ao aumento das tarifas de energia elétrica, à operabilidade dos medidores inteligentes e à privacidade e segurança dos dados transmitidos aos fornecedores (ZHANG, 2011, p. 33). Por outro lado, exsurgiram, por parte dos operadores, questionamentos no tocante à propriedade, acesso, responsabilidades e armazenamento do grande volume de informações e dados colhidos. De resto, em experiências de microgeração e geração distribuída, manifestaram-se indefinições quanto à obrigação de interconexão, ao preço e à forma de recompensa pela energia fornecida ao sistema, inexistindo ainda respostas prontas e adequadas em quaisquer destes casos nos ordenamentos setoriais ora em vigor.

⁶² Reforça-se aí a importância da realização de prévias análises de impacto regulatório para aferição dos custos e benefícios das medidas propostas e os seus respectivos impactos.

Incumbirá ao regulador ponderar, dentre outras questões, os limites e condições para a entrada de novos competidores para o fornecimento de energia elétrica, se serão as atividades de medição e faturamento autonomizadas relativamente às demais atividades retalhistas, que serviços serão permitidos ao comercializador prestar, novas regras para a instituição da geração distribuída e novas responsabilidades para o distribuidor e, sobretudo, sob que esquemas será realizada a transição para os consumidores cativos (será instituído um comercializador de último recurso? Será este o distribuidor ou novo entrante?), como serão mantidos os deveres de universalidade e modicidade tarifária para os consumidores de baixa renda (como sustentar a concorrência se tarifas reguladas e possivelmente subsidiadas continuarem a ser aplicadas pelos distribuidores para adimplemento de obrigações de serviço público? Será o caso de instituição de um subsídio direto aos consumidores de baixa renda a serem pagos a todos os comercializadores⁶³?), etc.

Infelizmente, as restrições ínsitas a um artigo científico não nos permitem tratar aqui de cada uma destas questões.

Daí termos optado por dar seguimento unicamente à análise da primeira barreira que hoje se coloca à implementação de um mercado de retalho no Brasil: a existência de contratos de concessão com cláusulas de exclusividade, que permitem ao distribuidor ofertar, sem concorrência, energia elétrica aos consumidores finais.

1. O problema das cláusulas de exclusividade dos contratos de concessão de distribuição

Dispõe o artigo 21, XII, *b*, da Constituição Federal brasileira competir à União explorar diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão “os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos”.

Por sua vez, o artigo 2º do Decreto nº 41.019/57⁶⁴ estabele-

⁶³ ROSSI (1998; 2003).

⁶⁴ ROLIM (2002, p. 51) defende que o mencionado Decreto “não foi explicitamente revogado até hoje. Contudo, a maior parte de suas disposições contradiz texto hierarquicamente superior ou de mesmo nível, porém, mais recentes, havendo, portanto, uma revogação tácita”. Embora reconheçamos que haja, com efeito, contradições entre disposições daquele texto e normas mais recentes acerca das matérias, no que tange especificamente aos serviços elétricos e às atividades de distribuição, não vislumbramos quaisquer contradições, subsistindo a distribuição como um serviço elétrico, ao lado da transmissão, geração e transformação de energia elétrica e, o distribuidor, como fornecedor exclusivo

ce serem “serviços de energia elétrica os de produção, transmissão, transformação e distribuição de energia elétrica, quer sejam exercidos em conjunto, quer cada um deles separadamente”, rematando o subsequente artigo 5º daquele diploma que “o serviço de distribuição de energia elétrica consiste no fornecimento de energia a consumidores em média e baixa tensão”.

O Decreto nº 5.163/04, artigo 1º, §2º, inciso IV, igualmente, define o agente de distribuição como “o titular de concessão, permissão ou autorização de serviços e instalações de distribuição para fornecer energia elétrica a consumidor final exclusivamente de forma regulada”.

Daí podermos extrair, desde logo, duas conclusões prévias: (i) a atividade de distribuição engloba, hoje, no Brasil, a comercialização de energia elétrica, sendo explícita a legislação ao caracterizar como *cativos* dos distribuidores os consumidores com carga inferior a 3.000kW; e (ii) o constituinte possibilita a exploração destas atividades seja em regime de serviço público (exploração direta, mediante concessão ou permissão⁶⁵), seja em regime de atividade privada regulamentada (exploração mediante autorização⁶⁶), sendo o caso de optar o legislador por quaisquer destes regimes.

O legislador brasileiro optou, então, até o momento, pelo primeiro regime, de serviço público, atribuindo à ANEEL, autoridade reguladora para o setor elétrico, a competência para regular, fiscalizar e licitar os contratos de concessão firmados com as companhias distribuidoras⁶⁷.

dos consumidores ditos cativos pelas legislações mais recentes afetas ao setor elétrico.

⁶⁵ Art. 175 da Constituição Federal: “Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos”.

⁶⁶ Sem poder adentrar nas inúmeras discussões acerca da extensão e diferentes noções já atribuídas aos serviços públicos, anotamos que rechaçamos a sua caracterização por um critério meramente material (atividade de interesse geral essencial ao liame social), sob pena de não se diferenciarem de inúmeras atividades econômicas privadas igualmente afetadas ao interesse público. A nota diferenciadora dos serviços públicos, então, na nossa opinião, é *publicatio*, i.e. o fato de tais atividades terem sido excluídas de exploração livre pelos agentes privados e passarem a ser titularizadas pelo Estado. Sendo assim, atividades sujeitas a mera autorização *não* são, no nosso entendimento, serviços públicos, mas atividades titularizadas pela iniciativa privada que, por seu relevante interesse econômico geral, encontram-se sujeitas a prévia autorização. v. ARAGÃO (2013), GONÇALVES (1999) e GONÇALVES; OLIVEIRA (2001).

⁶⁷ Art. 2º, II c/c art. 3º, I da Lei nº 9.427/96. É de se ressaltar que, para além dos contratos de concessão firmados com distribuidores, a legislação prevê a outorga de permissões de serviços públicos para cooperação de electrificação (art. 23 da Lei nº 9.074/95 e Resolução nº 12/02 da ANEEL).

Sob este quadro, foram celebrados inúmeros contratos de concessão⁶⁸, ficando neles previstos que, ressalvados os contratos de fornecimento vigentes, a concessão regulada no contrato não confere à concessionária direito de exclusividade relativamente aos “consumidores de energia elétrica com carga igual ou maior que 10 MW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, ou outros limites que venham a ser definidos pela legislação aplicada” (Contrato nº 001/95), “consumidores de energia elétrica, aos quais, por força de lei, é assegurado livre acesso à energia elétrica de qualquer outro fornecedor, na forma prevista na Subcláusula anterior” (Contrato nº 001/96), “consumidores de energia elétrica, aos quais, por força de lei, é assegurado livre acesso à energia elétrica de qualquer outro fornecedor” (Contratos nº 005/96, 01/ 97, 010/97, 187/98 e demais modelos contratuais de 1997 e 1998) e “aos consumidores de energia elétrica que, por força da Lei nº 9.074, de 1995, possam adquirir energia elétrica de outro fornecedor” (nos modelos contratuais a partir de 1999).

A leitura a contrário senso das referidas cláusulas revela, então, que, para os consumidores de energia elétrica cuja aquisição de outro fornecedor não seja permitida por lei – no caso presente, os consumidores com carga inferior a 3.000kW, ditos cativos –, há fornecimento exclusivo da parte do distribuidor.

A questão que se coloca é: basta uma mudança da legislação para romper tais exclusividades, permitindo legalmente a todos os consumidores adquirirem energia elétrica de outros fornecedores, sem que isso impacte o contrato de concessão? Quer dizer, promovendo a legislação a liberalização integral do mercado a jusante (a livre escolha de fornecedor por todos os consumidores), ficarão automaticamente extintas ou ineficazes tais cláusulas contratuais que conferem direito de exclusividade? Merecerá o concessionário quaisquer compensações por este motivo?

Há, aqui, três respostas/interpretações abstratamente possíveis: (i) não, a cláusula que confere direito exclusivo ao concessionário é essencial ao contrato de concessão e não pode ser modificada, devendo-se, neste caso, terminar antecipadamente o contrato, com a encampação da concessão pelo poder concedente e prévio paga-

⁶⁸ Disponíveis em <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/contrato/contrato.cfm?idrama=3>> (para os celebrados pela ANEEL) e <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/contrato/default_aplicacao_gtd.cfm> (para os celebrados pela União, anteriores a 1997).

mento de indenização, nos termos do artigo 37 da Lei nº 8.987/95; (ii) sim, a lei poderá liberalizar o mercado a jusante, extinguindo o direito de exclusividade, mediante a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro do concessionário; e (iii) sim, a lei poderá prever que todos os consumidores possuem direito à livre escolha de fornecedor, sem que daí surjam quaisquer direito de compensação para o concessionário. Vejamos cada uma delas e a conveniência de sua aplicação no caso concreto (implementação de um mercado retalhista no Brasil).

A exclusividade em contratos de concessão é outorgada consoante duas *ratios*, podendo tanto advir das condições técnicas que orbitam o objeto contratual, quanto de condições econômico-financeiras que tornem mais proveitoso conceder a exploração a um único agente.

Aliás, a Lei nº 8.987/95, que institui o regime geral das concessões de serviços públicos no Brasil, é clara ao afirmar em seu artigo 16 que “a outorga de concessão ou permissão não terá caráter de exclusividade, salvo no caso de inviabilidade técnica ou econômica justificada no ato a que se refere o art. 5º desta Lei [o edital de licitação]”, explicitando que tal benefício nem se presume, nem pode ser conferido arbitrariamente, demandando esforços argumentativos e motivacionais para se afigurar legítimo.

No primeiro caso (inviabilidade técnica), é a própria natureza do objeto contratual – ou de parte dele – que não permite a sua consecução eficiente por mais de um agente, como ocorre, por exemplo, na realização de obras públicas ou na presença de monopólios ditos naturais⁶⁹.

No segundo caso, a concorrência é em tese possível, porém a exploração exclusiva se apresenta menos onerosa e/ou mais eficiente economicamente de modo a garantir ao concessionário o retorno dos investimentos realizados e mitigar os riscos da demanda – com os respectivos custos acrescidos (a incerteza monetizada).

O direito de exclusivo, nesta hipótese, passa, assim, a figurar como das variáveis do balanceamento que é feito entre os riscos alocados entre concedente e concessionário e a remuneração deste

⁶⁹ A viabilidade de acesso por terceiros às redes de infraestrutura modificou substancialmente esta realidade, sendo o caso de uma mudança nas condições técnicas que retiraram, ao menos parcialmente, a justificativa para a manutenção de monopólios em diversos tipos de atividades concedidas, como, paradigmaticamente, as telecomunicações.

último. Trata-se, com efeito, de uma forma de conceder segurança relativamente ao financiamento das infraestruturas/atividades integrantes do objeto contratual, sendo amplamente empregada nas indústrias de rede, caracterizadas pela presença de capital intensivo, longos prazos de retorno e custos afundados (*sunk costs*).

A exclusividade significa, então, blindar o concessionário contra o risco de demanda, consubstanciando uma *garantia de mercado*⁷⁰, que cria para o agente privado um direito de explorar a atividade concedida com “exclusão concorrencial”⁷¹.

Tal direito, à evidência, como torna clara a redação do artigo 16 da Lei 8.987/95, é uma *opção* (devidamente justificada) do poder concedente, que pode, então, escolher não concedê-la – por exemplo, arcando, ele próprio, com os custos referentes aos investimentos realizados pelo concessionário ou prolongando o termo contratual até que o concessionário receba o retorno de seus investimentos em um ambiente concorrencial⁷² – ou concedê-la, reduzindo por esse meio os riscos do concessionário e os subsequentes custos a serem contraprestados, via de regra, a partir da tarifa paga pelos usuários.

Portanto, uma primeira conclusão a que podemos chegar é que o exclusivo diz diretamente com a remuneração do concessionário e as condições para o retorno de seus investimentos, devendo ser tal direito interpretado e analisado sob esta *ratio*, e não como um benefício adquirido de forma autônoma, absoluta e intangível por parte do concessionário.

O direito de exclusividade, por conseguinte, integra, como um de seus elementos, a equação econômico-financeira do contrato de concessão, podendo, como todos os demais componentes, variar no curso do contrato. Em outras palavras: é *direito instrumental*, finalisticamente ordenado à manutenção ao equilíbrio econômico-financeiro do contrato, e não um “direito em si mesmo”.

⁷⁰ BANDEIRA DE MELLO (2011, p. 741).

⁷¹ TORGAL; GERALDES (2012, p. 556).

⁷² A redução do risco da demanda pode se dar, por exemplo, ao invés de mediante a concessão de um direito de exclusivo, a partir da aplicação de uma outra modelagem contratual, que consista em flexibilizar o prazo de duração do contrato e fixar o termo *ad quem* no atingimento do montante total de lucro esperado pela concessionária, atuando como principal critério para escolha do contraente a menor receita acumulada ou (último) valor presente de lucro (*Last Present-Value-of Revenue* – LPVR). O governo, então, submete um máximo tarifário e uma taxa de desconto, que pode ser fixa ou variável, e o operador irá executar as obrigações contratuais sob estes parâmetros até que o LPVR seja atingido, reduzindo substancialmente a necessidade para renegociações no curso do contrato.

Pode, assim, em tese, ser alterado para mais ou para menos (com a ampliação ou redução do campo geográfico ou temporal anteriormente previsto), retirado do concessionário total ou parcialmente e, mesmo, concedido no curso do contrato (desde que assim imponha o interesse público), talqualmente o prazo contratual pode ser estendido ou estreitado posteriormente em razão de mudanças que ocorram nas perspectivas de tempo para o retorno de investimentos realizados pelo concessionário e da mesma forma que o direito à cobrança de tarifas pode ser total ou parcialmente modificado/suprimido, afigurando-se paradigmáticas, nesse sentido, as outorgas a determinados grupos sociais de gratuidades por parte do poder público no ínterim de diversos contratos de concessão (de transporte coletivo municipal, p. ex.), que nada mais são que a supressão do direito dos concessionários de remunerarem-se mediante tarifas relativamente a estes grupos de cidadãos (agraciados com a gratuidade).

Nenhuma destas hipóteses, como regra, põem em causa o contrato em si, gerando unicamente, também como regra, um direito à compensação por parte do concessionário quanto a eventuais desequilíbrios que sejam causados pelas novas regras impostas pelo poder público.

Pode ocorrer, porém, que o direito de exclusivo acabe por se conectar à própria essência do contrato, figurando como a principal variável de sua equação econômico-financeira.

É o caso, p. ex., da exclusividade na operação das redes de transmissão e distribuição, em que as tarifas de acesso constituem a forma principal de remuneração do concessionário, sem a qual se desveste de sentido a manutenção da respectiva exploração comercial.

Nessa hipótese – e somente nesta hipótese, segundo o nosso entendimento –, em que não há como recompor o equilíbrio econômico-financeiro do pacto e dar continuidade ao préstimo da concessão de serviço público, a terminação antecipada do contrato se mostrará cabível, com a subsequente encampação por parte do poder concedente e o pagamento de ampla, prévia e irrestrita indenização ao concessionário.

Dissentimos, aqui, então, com a devida vênia, de parte da doutrina segundo a qual o fato de os direitos de exclusivo possuírem

natureza temporal e/ou geográfica torna-os inerentes ao contrato de concessão, sendo o caso de terminá-lo antecipadamente caso aquele seja afetado/extinto.

Destacam-se, neste particular, as lições de TORGAL; GERALDES (2012), segundo os quais há dois tipos ou graus de exclusividade, um “máximo” e um “mínimo”, repousando o efeito de tal classificação em que as exclusividades de grau máximo não podem ser retiradas pela Administração no curso do contrato, devendo-se, ao revés, terminar antecipadamente o contrato com o pagamento da devida indenização, enquanto as exclusividades de grau mínimo ficariam permeáveis à modificação, com a respectiva contrapartida compensatória por parte da Administração (reequilíbrio econômico-financeiro).

Embora classifiquem como de grau máximo a situação em que o concessionário fica “adstrito a uma remuneração que depende totalmente do resultado econômico da exploração desse bem [ou serviço]”⁷³, com o que anuímos, calcam o fundamento da divisão por si realizada no seguinte: “havendo transferência total ou significa de risco de procura para o concessionário, deverá à partida entender-se que a exclusividade é de *grau amplo/máximo*. Ao invés, nos casos em que a *transferência de risco* é menor ou dinâmica, deverá partir-se da ideia de que a *exclusividade* é meramente instrumental à manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do contrato do concessionário”⁷⁴.

Sob este fundamento, os mencionados autores atribuem automaticamente “grau máximo” a exclusividades do tipo “monopólio territorial e temporal”⁷⁵, ficando as exclusividades de “grau mínimo” para as hipóteses em que “inexiste supremacia posicional da entidade concessionária sobre determinado território”⁷⁶.

Entendemos, entretanto, que o critério “grau da transferência do risco de procura” não é propriamente essencial ao contrato. Este (o contrato) é, concordamos, um instrumento de alocação de riscos. Porém riscos, especialmente em uma sociedade dinâmica e complexa como a atual, são altamente cambiantes e imprevisíveis.

Uma formatação de alocação de riscos inicial, então, pode-se afigurar, com as mudanças na realidade e o preenchimento gradual das efetivas condições sobre as quais se dará a execução contratual, inexistente

⁷³ p. 562.

⁷⁴ p. 565.

⁷⁵ p. 561.

⁷⁶ p. 562.

ou incorreta e é precisamente por isso – para adaptar os contratos de concessão inerentemente incompletos às cambiantes mudanças na realidade e aos cambiantes interesses públicos – que são dados à Administração poderes exorbitantes de modificação unilateral destas cláusulas e condições contratuais.

Se a realidade demonstrar que os riscos da demanda ficam melhor alocados nos concessionários para melhor atingimento do interesse público e houver uma forma de compensar os parceiros privados por isso (*i.e.*, promover uma nova acomodação da divisão de riscos que mantenha o sinalagma entre as prestações avençadas), é do nosso entendimento que o contrato pode ser mantido, em razão da natureza instrumental do direito de exclusividade (ele não é um fim em si mesmo, mas um dos componentes da equação económico-financeira, sujeito a variação), conforme já expusemos, e, inclusive por deferência ao princípio da conservação dos pactos.

Rejeitamos, assim, a interpretação segundo a qual a completa liberalização do mercado a jusante de energia elétrica, com a ruptura da exclusividade (temporal e geográfica) dos distribuidores de fornecerem eletricidade aos consumidores hoje denominados cativos, implicará no dever do poder concedente de encampar a respectiva concessão e indenizar os respectivos concessionários.

Isto se reforça pelo fato de que uma solução tal impactaria sobremaneira os cofres públicos, impondo à coletividade custos proibitivos, que poderiam, inclusive, entravar a reestruturação do setor por ausência de recursos para fazer frente a tal obrigação.

Poderia ser o caso, então, de se postergar a liberalização do mercado e a implementação das bases necessárias ao desenvolvimento de um mercado elétrico mais dinâmico e mais inteligente até o fim do prazo dos contratos ora em vigor, o que nos afigura totalmente contrário à própria essência da concessão de serviços públicos, que é, como bem acentua JUSTEN FILHO (2003, p. 69), “instrumento de realização do interesse público, transcendente ao interesse econômico do concessionário”.

Logo, se o interesse público impõe que, para o atingimento mais eficiente dos objetivos do setor elétrico, sejam desfragmentadas as atividades de fornecimento (comercialização) e distribuição de energia elétrica, com a criação de um ambiente concorrencial para a exploração da primeira delas, e, os interesses econômicos do concessionário,

podem ser contemplados mediante a conservação do pacto e a recomposição de seu equilíbrio econômico-financeiro, deve ser eleita uma interpretação para as cláusulas de exclusividade dos contratos de concessão ora em vigor que melhor equalize os interesses em conflito, isto é, que tanto realize o interesse coletivo, com menores ônus impostos ao poder concedente/usuários, como respeitem proporcional e razoavelmente os interesses privados.

Este, aliás, parece ser o espírito das cláusulas contratuais gravadas nos contratos de concessão mencionados no intróito ao presente subtópico, as quais pressupõem a existência do direito de exclusividade somente enquanto e aonde o legislador as entender cabíveis e/ou condizentes com o interesse público, denotando o desígnio de permeabilizar a relação contratual às novas situações, necessidades e interesses, identificadas pelo legislador, que pudessem/viessem surgir no curso da execução do contrato.

De resto, a ruptura das cláusulas de exclusividade para o fornecimento de energia elétrica não mina a manutenção da exclusividade contratual para a operação e gestão das redes de distribuição (estas sim essenciais ao contrato), sendo possível, inclusive, manter-se (caso seja essa a modelagem eleita pelo regulador brasileiro), na figura do distribuidor, a função de “comercializador de último recurso” a continuar a fornecer para os consumidores que não optarem por fornecedor diverso os serviços de comercialização de energia elétrica, afigurando-se de todo irrazoável, portanto, terminar-se e encampar-se um contrato de concessão cuja parte substancial – e podemos dizer nuclear – de seu objeto permanecerá intocada por eventuais mudanças legislativas liberalizantes.

Por todos estes motivos, entendemos que os atuais contratos de distribuição de energia elétrica devem ser preservados na hipótese de optar o legislador brasileiro por liberalizar a fração a jusante do mercado elétrico, valendo também anotar, por oportuno, que, prevendo a Constituição Federal a possibilidade de os serviços elétricos serem prestados “diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão”, tampouco haverá a necessidade de manter-se a *publicatio* da atividade de comercialização/fornecimento de energia elétrica, podendo-se devolvê-la ao âmbito da livre iniciativa privada e sujeitá-la a mera autorização prévia e, evidentemente, a posterior regulação conformadora e fiscalizatória por parte da ANEEL.

Preservar os pactos implica, contudo, em um questionamento de outra ordem: merecerá o concessionário quaisquer compensações?

Entendemos que sim, dada as razões até então expendidas. Se a exclusividade é elemento integrante da equação econômico-financeira do contrato de concessão e a sua ruptura coloca sobre o concessionário um novo risco anteriormente existente de demanda, em tese há de ocorrer uma proporcional compensação às perdas financeiras demonstradas e justificadas.

Não é o fato, segundo o nosso entendimento, de a redação das cláusulas de exclusividade dos contratos em vigor remeterem o preenchimento de seu conteúdo para o legislador que expurgará do concessionário o direito constitucionalmente tutelado (art. 37, XXI, CF) à recomposição econômico-financeira dos pactos.

Aliás, o preenchimento material dos contratos de concessão por normas jurídicas (legislativas ou regulamentares) supervenientes e subsequentes à celebração do pacto é não só uma técnica aplicada em todos os negócios deste tipo – daí ser assente o entendimento de que, para além das cláusulas contratuais, fazem parte dos contratos de concessão as denominadas “cláusulas regulamentares” ou “de serviço” –, como tradicional e reconhecidamente enseja o reequilíbrio contratual quando imponham ao concessionário ônus (supervenientes, imprevistos ou imprevisíveis) que afetem a equação originalmente pactuada.

Pode-se até argumentar, não sem alguma razão – reconhecemos –, que a completa liberalização do setor elétrico vem já há muito sendo discutida nas instâncias políticas e se afigurava calculável quando da celebração dos contratos de concessão, não se podendo, assim, considerar imprevista ou imprevisível para efeitos da recomposição econômico-financeira da avença.

Malgrado seja verdadeiro que o debate acerca da liberalização do mercado retalhista dure já longos anos, houve um verdadeiro retrocesso no cenário internacional relativamente às iniciativas deste tipo após a crise da Califórnia, sendo, por outro lado, inequívoco que, posteriormente ao último contrato de concessão de distribuição celebrado, o legislador brasileiro estabeleceu o regime para os consumidores de eletricidade com carga inferior a 3.000kW como de contratação obrigatória com os distribuidores, inexistindo iniciativas concretas ou efetivamente iminentes em sentido contrário desde então.

As próprias iniciativas “smart grids” e a real tangibilidade de

um mercado elétrico retalhista só surgiram há pouco, podendo-se, por isso, dizer legítima a confiança⁷⁷ depositada pelos agentes concessionários de que a liberalização a jusante do setor elétrico não se realizaria no curso da execução contratual, quer dizer, não era propriamente prevista ou previsível.

Os concessionários, então, apresentaram as suas respectivas propostas no âmbito do processo licitatório considerando a catividade no fornecimento de energia elétrica, razão por que fazem jus, em tese, ao reequilíbrio económico-financeiro do contrato.

Enunciamos “em tese” porque a formatação tarifário-regulatória aplicada hoje para os contratos de concessão de distribuição no Brasil parece-nos não criar as bases para futuros pleitos da parte dos distribuidores para a recomposição da equação económico-financeira do contrato de concessão.

De fato, os distribuidores são hodiernamente remunerados mediante dois tipos de tarifas: a de fornecimento de energia elétrica e a de uso do sistema de distribuição⁷⁸.

As tarifas de uso do sistema de distribuição, consoante o artigo 2º, inciso XII, da Resolução Normativa nº 166/05 da ANEEL, são compostas, dentre outros elementos, da “Parcela B”, que “corresponde à componente da TUSD que agrupa os valores relativos à remuneração dos ativos, a quota de reintegração decorrente da depreciação e ao custo de operação e manutenção”.

As tarifas de energia elétrica, por sua vez, consoante o artigo 3º do mesmo diploma, são formadas por “I – custo de aquisição de energia elétrica para revenda; II – custo da geração própria da concessionária de distribuição; III – repasse da potência proveniente da Itaipu Binacional; IV – transporte da energia proveniente da Itaipu Binacional; V – uso dos sistemas de transmissão da Itaipu Binacional; VI – uso da Rede Básica vinculado aos Contratos Iniciais; VII – Encargos de Serviços do Sistema – ESS; VIII – Perdas na Rede Básica; IX – Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética; e X – Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE”, afigurando-se como variáveis a serem fixadas pela fornecedora unicamente os componentes I e II, sendo os demais elementos meros repasses gerados externamente à relação fornecedor-consumidor.

⁷⁷ Para os atuais contornos do princípio da confiança legítima, v. VICENTE (2013).

⁷⁸ Cf. artigo 2º, inciso LXXV, alíneas “a” e “b” da Resolução nº 414/10, com redação dada pela Resolução nº 479/12, ambas da ANEEL.

Portanto, a tarifa de energia elétrica, que diz diretamente com a atividade de fornecimento/comercialização, parece-nos limitar-se ao simples repasse aos consumidores finais dos custos incorridos com a compra/geração de energia elétrica.

Dáí se conclui que a amortização dos investimentos previstos nos contratos de concessão dá-se pela tarifa de uso do sistema de distribuição, a qual não sofrerá impactos com a ruptura da exclusividade do serviço de fornecimento de energia elétrica, na medida em que o distribuidor concessionário poderá continuar a operar e gerir a rede de distribuição independentemente da liberalização da comercialização de eletricidade.

Logo, a incolumidade da equação econômico-financeira do contrato parece-nos ficar preservada com uma possível abertura do fornecimento de energia elétrica à concorrência, podendo-se, quando muito, averiguar eventuais custos não amortizados que digam diretamente com a infraestrutura necessária à prestação dos serviços de comercialização, como, por exemplo, a instalação de medidores e infraestruturas de faturamento⁷⁹, a serem, evidentemente, comprovados e justificados pelos respectivos concessionários.

De resto, não é de se desconsiderar que, conforme afirmamos supra (I.2), as redes inteligentes propiciarão a aderência de inúmeros novos serviços de valor agregado às atividades dos distribuidores, sendo certo que eventual renegociação contratual deverá ponderar as eventuais futuras responsabilidades e ganhos dos operadores com estas novas fronteiras, que somente se mostrarão possíveis mediante a liberalização do mercado retalhista.

Este parece-nos ser, por conseguinte, o regime aplicável às cláusulas de exclusividade dos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica ora em vigor e as respectivas perspectivas para um eventual equilíbrio econômico-financeiro dos pactos, valendo apresentar, em fechamento, uma última nota sobre a questão atinente aos contratos vincendos nos próximos anos.

Segundo noticiam a imprensa⁸⁰ e instituições governamentais⁸¹, respectivamente, “37 dos 63 contratos de distribuição em vigor no país vencem entre 2015 e 2016, incluindo alguns de grupos importantes

⁷⁹ Que correm às expensas e responsabilidade do distribuidor, cf. artigo 73 e 88 da Resolução nº 414/10 da ANEEL.

⁸⁰ VEJA ONLINE (2013).

⁸¹ TAVARES (2010).

como Cemig, Copel, Celg, Celpa e as federalizadas do *Grupo Eletrobras* nas regiões Norte e Nordeste” e “a partir do ano de 2015, vencem os prazos de vigência de significativa parcela dos contratos de concessão dos serviços de energia elétrica”.

Portanto, para aqueles contratos em que seja possível a prorrogação, nos termos das Leis nº 9.074/95 e 8.987/95, é forçoso ao poder público enquadrar as eventuais negociações e futuros negócios jurídicos renegociados à luz das discussões ora trazidas à baila, seja no que tange à inserção de novas responsabilidades aos distribuidores concernentes à implementação de tecnologias *smart grids*, seja no que concerne à (supressão da) exclusividade para o fornecimento de energia elétrica a consumidores finais atualmente cativos, evitando transtornos posteriores e a incursão em diversos custos acrescidos com potenciais renegociações destes pactos quando for, efetivamente, reestruturado o mercado elétrico.

V. CONCLUSÃO

Podemos sintetizar as nossas conclusões às matérias tratadas no presente artigo, em primeiro plano, na assertiva de que o caso para um mercado retalhista já não é mais, hoje, uma matéria de escolha político-ideológica, mas uma necessidade técnico-regulatória, segundo entendemos, para o efetivo amadurecimento e a dinamização do mercado elétrico, de modo a fazer frente às novas fronteiras supra-nacionais e concorrenciais que se colocam e, principalmente, à implementação e ao sucesso de inovações *smart grids* que constituem o futuro da energia elétrica em todo o mundo, por terem o condão de promover uma maior eficiência energética, a integração de fontes renováveis, a acessibilidade de consumidores a soluções mais condizentes com os seus perfis e preferências e a segurança e resiliência do sistema, contribuindo, assim, em definitivo, para o atingimento dos principais objetivos públicos para o sistema elétrico.

Diante disso, a implementação de um mercado elétrico retalhista no Brasil deve ser pensada e planejada pelas instâncias normativo-regulatórias com vista a inserir-se nestas novas fronteiras do setor elétrico, colocando-se inúmeros desafios a serem atempada e corretamente endereçados pelo regulador a fim de que seja instituído um marco regulatório consistente, sistemático e harmônico.

Há, de fato, modelagens diversas a serem pensadas, discutidas com os agentes do setor e eleitas (após o devido estudo dos seus respectivos impactos no setor e na sociedade como um todo) para um novo mercado retalhista brasileiro, colocando-se como entrave primeiro ao desenrolar da reestruturação do mercado as cláusulas de exclusividade constante dos contratos de concessão ora em vigor para os consumidores ditos cativos pela legislação.

No nosso entender, tais cláusulas não podem, nem devem entrar a liberalização do setor, figurando o direito de exclusividade como um direito instrumental ao pacto, isto é, como um dos componentes da equação econômico-financeira do contrato, podendo, assim, ser suprimido, desde que recompostas as bases econômico-financeiras da avença.

Para o caso concreto, porém, uma vez que as tarifas de energia elétrica cobradas a título de fornecimento de eletricidade aos consumidores finais no Brasil não remuneraram os distribuidores, consubstanciando somente os repasses das despesas incorridas com a compra de energia elétrica, inexistem razões, em tese, para que sejam efetivamente renegociados os pactos em sua fração econômico-financeira, ressalvados eventuais investimentos realizados nas infraestruturas diretamente conectadas com a comercialização de energia (*v.g.*, medição, faturamento) que não tenham sido, ainda, amortizados.

BIBLIOGRAFIA

- ARAGÃO, Alexandre Santos de. *Direito dos Serviços Públicos*. 3 ed. Rio de Janeiro: Forense, 2013.
- BANDEIRA DE MELLO, Celso Antonio. *Curso de Direito Administrativo*. 28º Ed. São Paulo: Malheiros, 2011.
- BELLANTUONO, Giuseppe. *Contrati e Regolazione nei Mercati dell'Energia*. Bologna: Società Editrice Il Mulino, 2009.
- BRENNAN, Timothy J. *Consumer Preference Not to Choose. Methodological and Policy Implications*. Discussion Paper RFF DP 05-51. Resources for the Future, november/2005. Disponível em: <<http://ageconsearch.umn.edu/bits-tream/10573/1/dp050051.pdf>>.
- CARSTENSEN, Peter C. "Creating Workably Competitive Wholesale Markets in Energy: Necessary Conditions, Structure, and Conduct" in *Environmental & Energy Policy Journal*, vol. 85, 2006.
- CASTRO, Luciana de; DUTRA, Joisa. "The Economics of the Smart Grids". 2012. Disponível em <<http://kellogg.northwestern.edu/faculty/decastro/htm/personal/smartgrid.pdf>>.
- CCEE, <<http://www.ccee.org.br/portal>>, 2013.
- CHAO, Hung-po; OREN, Shmuel; WILSON, Robert. *Restructured Electricity Markets: Reevaluation of Vertical Integration and Unbundling*. Working Paper. UCLA Department of Economics. July/2005. Disponível em: <[http://www.ieor.berkeley.edu/~oren/pubs/Vertical%20integration%20vs%20unbundling%20070105%20\(30\).pdf](http://www.ieor.berkeley.edu/~oren/pubs/Vertical%20integration%20vs%20unbundling%20070105%20(30).pdf)>.
- COSENT, Rafael; GÓMEZ, Tomás; FRÍAS, Pablo. "Towards a future with large penetration of distributed generation: Is the current regulation of electricity distribution ready? Regulatory recommendations under a European perspective" in *Energy Policy*, nº 37, 2009a, pp. 1.145-1.155.
- CRE – Commission De Régulation De L'énergie. *Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie sur le développement des réseaux électriques intelligents en basse tension*, novembre/2013. Disponível em: <<http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/developpement-des-reseaux-electriques-intelligents-en-basse-tension>>.
- CSERES, KJ. "What Has Competition Done for Consumers in Liberalised Markets?" in *The Competition Law Review*, vol. 4, issue 2, july/2008, pp. 77-121.
- DHAR, Ravi. "Consumer Preference for a Non-Choice Option" in *The Journal of Consumer Research*, vol. 24, nº. 2, Sep., 1997), pp. 215-231.
- DONKELAAR, Michael ten. SCHEEPERS, M. J. J. *A Socio-economic Analysis of Technical Solutions and Practices for the Integration of Distributed Generation*. ECN Policy Studies. ECN-C—04-011, july/2004. Disponível em: <<http://www.ecn.nl/docs/library/report/2004/c04011.pdf>>.

- EREGEG – European Regulators Group for Electricity & Gas. *Position Paper on Smart Grids: an EREGEG public consultation paper*, 2009. Disponível em: <http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_CONSULT/CLOSED%20PUBLIC%20CONSULTATIONS/ELECTRICITY/Smart%20Grids/CD/E09-EQS-30-04_SmartGrids_10%20Dec%202009_0.pdf>.
- EU COMMISSION TASK FORCE FOR SMART GRIDS. *Expert Group 1: Functionalities of smart grids and smart meters*, dec/2010. Disponível em: <http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/expert_group1.pdf>.
- EURELECTRIC – Union of the Electricity Industry. *Regulation for Smart Grids*. D/2011/12.205/3, February/2011. Disponível em: <http://www.eurelectric.org/media/25920/eurelectric_report__on_reg_for_sg_final-2011-030-0131-01-e.pdf>.
- _____ *Active Distribution System Management. A key tool for the smooth integration of distributed generation*. Full discussion paper. D/2013/12.105/7, February/2013. Disponível em: <http://www.eurelectric.org/media/74356/asm_full_report_discussion_paper_final-2013-030-0117-01-e.pdf>.
- EUROPEAN UNION. *Towards a European Charter on the Rights of Energy Consumers*. 2008. Disponível em: <<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:C:2009:286E:0024:0029:EN:PDF>>.
- FERREY, Steven. “Efficiency in the Regulatory Crucible: Navigating 21st Century ‘Smart’ Technology and Power” in *Journal of Energy and Environmental Law*, vol. 3, march/2012, pp. 01-32. Disponível em: <<http://ssrn.com/abstract=2166481>>.
- GELLINGS, Clark W. *The Smart Grid: Enabling Energy Efficiency and Demand Response*. Georgia: The Fairmont Press, 2009.
- GONÇALVES, Pedro António Pimenta Costa. *A Concessão de Serviços Públicos*. Coimbra: Almedina, 1999.
- _____ OLIVEIRA, Rodrigo Esteves de. *As Concessões Municipais de Distribuição de Electricidade*. Coimbra: Coimbra Editora, 2001.
- GROSSMAN, Peter Z.; COLE, Daniel H. [Coord.] *The End of a Natural Monopoly: Deregulation and Competition in the Electric Power Industry*. The economics of legal relationships, vol. 7. Oxford: Elsevier Science, 2003.
- HARTMAN, Patrick; APAOLAZA IBÁÑEZ, Vanessa. “Managing customer loyalty in liberalized residential energy markets: The impact of energy branding” in *Energy Policy*, vol. 35, 2007, pp. 2661-2672.
- HAUSER, Steve G.; CRANDALL, Kelly. “Smart Grid is a Lot More than Just ‘Technology’” in SIOHANSI, Fereidoon P [Ed.]. *Smart Grid. Integrating Renewable, Distributed and Efficient Energy*. Massachusetts: Elsevier, 2012, pp. 03-28.
- JOSKOW, Paul L. “Why do we need electricity retailers? or Can you get it cheaper wholesale?”. Research Paper. Harvard Electricity Policy Group, February/2000. Disponível em: <<http://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/joskow.pdf>>.

- JUSTEN FILHO, Marçal. *Teoria Geral das Concessões de Serviços Públicos*. São Paulo: Dialética, 2003.
- KÜNNEKE, Rolf W. “Electricity networks: how ‘natural’ is the monopoly?” in *Utilities Policy*, vol. 8, issue 2, June/1999, pp. 99-108.
- LIMA, Ricardo Gobbi. “Comercialização de Energia – Alguns Conceitos e Princípios” in LANDAU, Elena. [Coord.]. *Regulação Jurídica do Setor Elétrico*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2006, pp. 365-376.
- LITTLECHILD, S. C. “Why we need electricity retailers: a reply to Joskow on wholesale spot price pass-through”. Research Paper in Managing Studies. Judge Institute of Management of the University of Cambridge. Working Paper nº 21/2000. Disponível em: <http://www.jbs.cam.ac.uk/research/working_papers/2000/wp0021.pdf>.
- MOMOH, James. *Smart Grid: Fundamentals of Design and Analysis*. New Jersey. IEEE Press Editorial Board, 2012.
- MORENO, Natália de Almeida. *Smart Grids: Primeiros Desafios Regulatórios*. Tese de Mestrado apresentada à Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra, 2013.
- NEGERI, Ebisa; BAKEN, Nico. “Architecting the Smart Grid as a Hierarchy” in *Proceedings of the 1st International Conference on Smart Grids and Green IT Systems*, 19-20 Apr 2012, Porto, Portugal, pp. 73-78. Disponível em: <<http://repository.tudelft.nl/assets/uuid:43e1e1c3-52fb-4144-a396-44f306de574d/Holarchy-smartgreens.pdf>>.
- NEW YORK STATE DEPARTMENT OF PUBLIC SERVICE. *New York Practices and Procedures For The Provision of Electric Metering In a Competitive Environment*. May 9, 2001. Disponível em: <<http://www.coned.com/documents/elecPSC10/Adenda.pdf>>.
- OECD. *Policies Roundtables. Electricity: Renewables and Smart Grids*, 2011. Disponível em: <<http://www.oecd.org/regreform/sectors/46586020.pdf>>.
- OFGEM – OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS. *Smart Metering Implementation Programme: Prospectus*, 2010. Disponível em: <https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/42718/220-smart-metering-prospectus-condoc.pdf>.
- _____. *Ofgem’s Retail Market Review. Sixth Report of Session 2010-2012*, 2012.
- OVERBEEKE, Frank van; ROBERTS, Vaughan. *Active Networks as Facilitators for Embedded Generation*. PPT Presentation. 25 January 2002. Disponível em: <<http://nu.eltra.dk/dok/NUdok92.pdf>>.
- PACHECO, Adriane Cristina Spicciati. “A Contratação da Compra e Venda de Energia Elétrica pelas Concessionárias de Distribuição” in LANDAU, Elena. [Coord.]. *Regulação Jurídica do Setor Elétrico*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2006, pp. 377-388.

- PÉREZ ARRIAGA, José Ignacio; BATLLE, Carlos; RIVIER, Michel; GÓMEZ, Tomás. “Expansión de la Oferta e Infraestructura Eléctrica: Generación, Transmisión y Distribución” in GARCÍA DELGADO, José Luis; JIMÉNEZ, Juan Carlos [Coord.]. *Energía y Regulación en Iberoamerica*. Vol. I. Navarra: CNE/ARIAE/Thomson-Civitas, 2008, pp. 153-175.
- POUDINEH, Rahmatallah; JAMASB, Tooraj. *Smart Grids and Energy Trilemma of Affordability, Reliability and Sustainability: The Inevitable Paradigm Shift in Power Sector*. USAEE Working Paper, n° 2111643, 2012. Disponível em: <<http://ssrn.com/abstract=2111643>>.
- QUINN, Elías L.; REED, Adam L. “Envisioning the Smart Grid: Network Architecture, Information Control, and the Public Policy Balancing Act” in *University of Colorado Law Review*, vol. 81, issue 3, summer/2010, pp. 833-892.
- ROGERS, Ethan A.; ELLIOTT, R. Neal; KWATRA, Sameer; TROMBLEY, Daniel; NADADUR, Vasanth. “Intelligent Efficiency: Opportunities, Barriers, and Solutions” in *ACEEE – American Council for an Energy-Efficient Economy Publications*, october/2013. Disponível em: <<http://aceee.org/research-report/e13j>>.
- ROLIM, Maria João, *Direito Econômico da Energia Elétrica*, Rio de Janeiro: Forense, 2002.
- ROSSI, Jim, “Universal Service in Competitive Retail Electric Markets: Refining the Duty to Serve for a Post-Natural Monopoly Era” in GROSSMAN, Peter Z.; COLE, Daniel H. [Coord.] *The End of a Natural Monopoly: Deregulation and Competition in the Electric Power Industry*. The economics of legal relationships, vol. 7. Oxford: Elsevier Science, 2003, pp. 141-167.
- SCHEEPERS, M.; WERVEN, M. van; MUTALE, Joseph; STRBAC, Goran. “Distributed Generation in Electricity Markets, its impact on Distribution System Operators, and the role of Regulatory and Commercial Arrangements” in 10th KASSELER SYMPOSIUM ENERGY SYSTEMS TECHNOLOGY 2005.
- SOLÉ MARTÍN, Carlos. “El Papel de las Interconexiones Eléctricas. Operación, Gestión de las Congestionamientos y Mecanismos de Asignación de Capacidad” in GARCÍA DELGADO, José Luis; JIMÉNEZ, Juan Carlos [Coord.]. *Energía y Regulación en Iberoamerica*. Vol. I. Navarra: CNE/ARIAE/Thomson-Civitas, 2008, pp. 273-290.
- SWEENEY, James L. “The California Electricity Crisis: Lessons for the Future” in *Our Energy Future*, vol. 32, issue 2, summer/2002, pp. 23-31.
- TAVARES, Wagner Marques. “Aspectos Legais e Constitucionais acerca das Concessões de Energia Elétrica a Vencer em 2015”. Estudo. Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados da República Federativa do Brasil. Março/2010. Disponível em: <http://www2.camara.leg.br/documentos-e-publicacoes/publicacoes/estnottec/tema16/2010_1265.pdf>.

- TOLMASQUIM, Mauricio T. *Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro*. Brasília: EPE; Synergia, 2011.
- TOMAIN, Joseph P. “Steel in the Ground”: Greening the Grid with the iUtility” in *Environmental Law*, vol. 39, fall/2009, pp. 931-976. Disponível em: <<http://ssrn.com/abstract=1550864>>.
- TORGAL, Lino; GERALDES, João de Oliveira. “Concessões de Atividades Públicas e Direito de Exclusivo” in SOUSA, Marcelo Rebelo de; QUADROS, Fausto de; OTERO, Paulo; PINTO, Eduardo Vera-Cruz [Coord.]. *Estudos em Home-nagem ao Prof. Doutor Jorge Miranda*. Vol. IV. Coimbra: Coimbra Editora, 2012, pp. 541-565.
- U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *Smart Grid Legislative and Regulatory Policies and Case Studies*. Washington: Department of Energy, dec/2011. Disponível em: <<http://www.eia.gov/analysis/studies/electricity/pdf/smartgrid.pdf>>.
- UTRAY, Jorge Fabra. *¿Liberalización o Regulación? Un Mercado para la Electricidad*. Madrid: Marcial Pons, 2004.
- VEJA ONLINE. “Demora em renovação de contratos de distribuição de energia pode prejudicar setor”. 16/07/2013. Disponível em: <<http://veja.abril.com.br/noticia/economia/demora-em-renovacao-de-contratos-de-distribuicao-de-energia-pode-prejudicar-setor>>.
- VICENTE, Marta de Sousa Nunes. “O Princípio de Proteção da Confiança como Garantia Dinâmica” in RIBEIRO, Maria de Fátima; SILVA, Suzana Tavares da [Coord.]. *Trajectórias de Sustentabilidade – Tributação e Investimento*. Coimbra: Coimbra Editora, 2013, pp. 141-192.
- ZHANG, Zhen. “Smart Grids in America and Europe: Part 1. Similar Desires, Different Approaches” in *Public Utilities Fortnightly*, jan/2011a, pp. 46-50. Disponível em: <<http://ssrn.com/abstract=1799705>>.
- _____ “Smart Grids in America and Europe: Part 2. Past Accomplishments and Future Plans” in *Public Utilities Fortnightly*, feb/2011b, pp. 32-40. Disponível em: <<http://ssrn.com/abstract=1799722>>.

(Página deixada propositadamente em branco)

Índice

LA CERTIFICACIÓN DE EFICIENCIA ENERGÉTICA DE LOS EDIFICIOS: NATURALEZA, PROCEDIMIENTO Y EFECTOS

I.	INTRODUCCIÓN	11
II.	NORMATIVA EUROPEA.....	14
III.	LA NORMATIVA “BÁSICA” DE CERTIFICACIÓN DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DE LOS EDIFICIOS	19
	1. El fundamento legal de la regulación	20
	2. El fundamento competencial: ¿qué es el procedimiento “básico”?	21
	3. Naturaleza de la certificación y ámbito de aplicación	24
	4. Régimen de la certificación	26
	4.1. Obligados	26
	4.2. Contenido.....	26
	4.3. Técnico competente	27
	4.4. Eficacia	27
	4.5. Régimen sancionador	28
	5. Comentario crítico	29
IV.	EL INFORME DE EVALUACIÓN DE LOS EDIFICIOS EN LA LEY 8/2013, DE 26 DE JUNIO, DE REHABILITACIÓN, REGENERACIÓN Y RENOVACIÓN URBANAS.....	29
	1. El nuevo informe y la ITE	30
	2. Régimen sancionador	35
V.	LA MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL NUEVO PLAN ESTATAL DE VIVIENDA Y EN LA REFORMA DE LA LEY DE COSTAS.....	37
	1. El Plan estatal de vivienda 2013-2016	37
	2. La reforma de la Ley de Costas	38
VI.	REFLEXIÓN FINAL SOBRE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA Y EL DEBER DE CONSERVACIÓN	38

EL OCASO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA. LA QUIEBRA DEL MODELO ESPAÑOL DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

I. INTRODUCCIÓN41

II. MARCO JURÍDICO DEL FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA.....42

 1. La política comunitaria de apoyo a las energías renovables.....42

 2. Régimen jurídico de las energías renovables en España.....46

III. LA EVOLUCIÓN DEL MODELO ESPAÑOL DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES52

IV. LOS RECORTES INTRODUCIDOS EN EL RÉGIMEN ESPAÑOL DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES COMO CONSECUENCIA DE LA CRISIS ECONÓMICA: LA INCERTIDUMBRE JURÍDICA Y LA CUESTIÓN INDEMNIZATORIA57

DEL “SERVICIO UNIVERSAL” Y “LAS OBLIGACIONES DE SERVICIO PÚBLICO” EN EL SECTOR ELÉCTRICO A LA PROTECCIÓN DEL CLIENTE VULNERABLE FRENTE A LA POBREZA ENERGÉTICA: REGULACIÓN COMUNITARIA Y DERECHO ESPAÑOL

I. INTRODUCCIÓN67

II. REGULACIÓN COMUNITARIA DEL “SERVICIO UNIVERSAL” Y DE “LAS OBLIGACIONES DE SERVICIO PÚBLICO” EN EL SECTOR ELÉCTRICO68

 1. El suministro eléctrico como “servicio universal”: obligación impuesta por la UE a los Estados Miembros68

 2. La potestativa imposición de “obligaciones de servicio público” a las empresas eléctricas por los Estados miembros71

 2.1. Liberalización del sector eléctrico e intervención administrativa71

 2.2. Las “obligaciones de servicio público” referidas a la protección del medio ambiente a través del fomento de las energías renovables y la eficiencia energética74

III.	LA TARIFA DE ÚLTIMO RECURSO COMO SERVICIO UNIVERSAL Y EL BONO SOCIAL COMO OBLIGACIÓN DE SERVICIO PÚBLICO EN EL DERECHO ESPAÑOL	77
1.	El “Servicio universal” en el sector eléctrico: la Tarifa de Último Recurso (TUR)	77
1.1.	Marco normativo	77
1.2.	Destinatarios de la TUR y empresas prestadoras	79
2.	El “Bono Social” como “obligación de servicio público” en el Derecho Español	82
IV.	LA TRANSPARENCIA Y LA NO DISCRIMINACIÓN EN LA IMPOSICIÓN DE “OBLIGACIONES DE SERVICIO PÚBLICO”: PREVISIONES NORMATIVAS Y JURISPRUDENCIALES	84
V.	UN PASO MÁS EN LA PROTECCIÓN DEL CONSUMIDOR ELÉCTRICO: “EL CLIENTE VULNERABLE” Y “LA POBREZA ENERGÉTICA”	89
1.	La regulación del “cliente vulnerable” y de “la pobreza energética” en el Derecho comunitario	89
1.1.	La definición del “cliente vulnerable” y la falta de alusión a “la pobreza energética” en el Derecho interno español	92
VI.	REFLEXIÓN FINAL	94

LA FISCALIDAD DE LA ELECTRICIDAD EN ESPAÑA: TRIBUTOS ESTATALES Y AUTONÓMICOS

I.	INTRODUCCIÓN	99
II.	LA TRIBUTACION ESTATAL DE LA ENERGIA ELÉCTRICA	100
1.	Impuesto Sobre La Electricidad	100
1.1.	Naturaleza	100
1.2.	Ámbito territorial	103
1.3.	Hecho imponible	103
1.4.	Devengo	104
1.5.	Exenciones	105
1.6.	Sujetos pasivos	105
1.7.	Base imponible y tipo impositivo	106
2.	Medidas Fiscales Para La Sostenibilidad Energética	106

2.1. Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica	110
2.1.1. Naturaleza.....	111
2.1.2. Hecho imponible.....	111
2.1.3. Base imponible y tipo de gravamen	111
2.1.4. Periodo impositivo y devengo.....	111
2.1.5. Autoliquidación	112
2.2. Impuesto sobre la producción de combustible nuclear y residuos radioactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrica.....	112
2.2.1. Naturaleza.....	112
2.2.2. Hecho imponible.....	113
2.2.3. Sujetos pasivos y responsables	113
2.2.4. Base imponible	113
2.2.5. Tipo impositivo y cuota	114
2.3. Canon por la utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica.....	114
2.3.1. Naturaleza.....	114
2.3.2. Hecho imponible y devengo.....	115
2.3.3. Sujetos pasivos.....	116
2.3.4. Base imponible y tipo impositivo	116
III. EL CARÁCTER CONCERTADO Y CONVENIDO DEL IMPUESTO SOBRE LA ELECTRICIDAD.....	117
IV. LA IMPOSICIÓN PROPIA AUTONÓMICA SOBRE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	119
1. Aproximación al poder tributario autonómico	119
2. Imposición autonómica sobre la electricidad	122
2.1. Elemento objetivo del hecho imponible	123
2.1.1. Aspecto material.....	123
2.1.2. Aspecto temporal.....	124
2.1.3. Aspecto espacial	124
2.1.4. Aspecto cuantitativo	124
2.2. No sujeción, exención y beneficios fiscales	125
2.3. Elemento subjetivo.....	128
2.4. Gestión	129

SOSTENIBILIDAD AMBIENTAL Y FINANCIERA: LA REVISIÓN DE LA FISCALIDAD DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA

I.	A MODO DE INTRODUCCIÓN: LA POLÍTICA FISCAL Y ENERGÉTICA EN LA UNIÓN EUROPEA Y EN ESPAÑA.....	131
II.	LOS IMPUESTOS SOBRE LA ENERGÍA Y LA IMPOSICIÓN SOBRE LA PRODUCCIÓN TERMONUCLEAR DE LA ELECTRICIDAD	137
III.	EL DEBATIDO FUNDAMENTO DE LOS CÁNONES EÓLICOS.....	143
IV.	INCENTIVOS A LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LOS IMPUESTOS LOCALES.....	152
V.	LA POLÍTICA SOBRE BIOCARBURANTES.....	157
	BIBLIOGRAFÍA.....	160

DIREITO DA ENERGIA E DESENVOLVIMENTO: ESTUDO DE CASO DO BRASIL

I.	INTRODUÇÃO.....	165
II.	SOBERANIA PERMANENTE SOBRE OS RECURSOS NATURAIS	167
III.	DIREITO INTERNACIONAL AO DESENVOLVIMENTO	172
	1. Energia e desenvolvimento	178
	1.1 Estudo de caso no Brasil: a promoção do desenvolvimento regional e o fenômeno das empresas independentes.....	180
IV.	CONCLUSÃO.....	187
	BIBLIOGRAFIA.....	189

A RESPONSABILIDADE CIVIL E AMBIENTAL EM ATIVIDADES NUCLEARES

I.	O SISTEMA DA RESPONSABILIDADE CIVIL NO BRASIL.....	193
II.	PECULIARIDADES DA RESPONSABILIDADE CIVIL POR DANOS NUCLEARES	197
	1. Possível âmbito de Incidência Passiva.	205

2. Possibilidade de responsabilização civil por danos causados ao operador independentemente da sistemática de responsabilização civil por danos nucleares.....	209
III. PECULIARIDADES DA RESPONSABILIDADE CIVIL POR DANOS AMBIENTAIS	211
1. Imbricações da responsabilidade por danos ambientais com a responsabilidade por danos nucleares.....	215
IV. LIMITAÇÃO À RESPONSABILIDADE CIVIL EM CONTRATOS CELEBRADOS COM ESTATAL OPERADORA DE ATIVIDADES NUCLEARES	221

ENERGIA RENOVÁVEL SUSTENTÁVEL: COMO SUPERAR O PARADOXO ENERGÉTICO

I. ENERGIA E AMBIENTE: DA COMPLEMENTARIDADE AO CONFLITO	233
II. O PARADOXO ENERGÉTICO.....	239
III. O NÍVEL ELEVADO DE PROTEÇÃO AMBIENTAL E A ENERGIA	242
IV. MATRIZES, CUBOS E SISTEMAS DE INFORMAÇÃO GEOGRÁFICA.....	246

UMA RELAÇÃO POUCO HARMONIOSA: O AMBIENTE E AS ACTIVIDADES DE PRODUÇÃO, TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

I. NOTA INTRODUTÓRIA.....	259
II. PAPEL DA ENERGIA NA SOCIEDADE MODERNA.....	260
III. ENQUADRAMENTO JURÍDICO – DE 1995 ATÉ HOJE.....	263
IV. INCIDÊNCIA TERRITORIAL E NO MEIO AMBIENTE DA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA	272
1. Efeitos negativos.....	276
2. Efeitos positivos.....	279
V. INCIDÊNCIA TERRITORIAL E NO MEIO AMBIENTE DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA	281

1. Efeitos negativos.....	284
2. Efeitos positivos.....	290
VI. TUTELA DO DIREITO AO AMBIENTE	290
VII. DESAFIOS PARA O FUTURO	292

O APOIO ÀS ENERGIAS RENOVÁVEIS EM PORTUGAL: UMA POLÍTICA INSUSTENTÁVEL

I. A CRIAÇÃO DE UM REGIME LEGAL ESPECÍFICO PARA AS RENOVÁVEIS	294
1. A produção para autoconsumo	296
2. A microprodução.....	298
3. A miniprodução	300
II. A POLÍTICA NACIONAL DE SUBSIDIACÃO	302
1. A garantia de rendimento	302
2. As tarifas verdes e a garantia de aquisição	305
3. A diferenciação dos apoios em função da tecnologia e do regime de exploração.....	306
III. A PREOCUPAÇÃO COM O CONTROLO DOS CUSTOS	310
IV. SÍNTESE CONCLUSIVA	319

A NOVA POLÍTICA EUROPEIA EM MATÉRIA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS E A PROTECÇÃO DOS INVESTIDORES

I. AS ENERGIAS RENOVÁVEIS PERANTE OS OBJECTIVOS DO MILÉNIO	321
1. O projecto europeu – os desenvolvimentos mais recentes da política 20-20-20.....	324
II. AS SOLUÇÕES CONSAGRADAS NA DIRECTIVA 2009/28/CE	327
III. DIFICULDADES REGULATÓRIAS NA IMPLEMENTAÇÃO DAS NOVAS SOLUÇÕES EUROPEIAS EM MATÉRIA DE REDES ENERGÉTICAS.....	331
1. O aumento da capacidade nas interligações e os corredores das redes transeuropeias	332
2. A produção distribuída e as redes inteligentes	336

IV. OS INSTRUMENTOS DE FINANCIAMENTO DA NOVA POLÍTICA	338
V. A PROTECÇÃO DOS INVESTIDORES NESTE CONTEXTO ARRISCADO	340
BIBLIOGRAFIA.....	355

ENERGIA E FONTES RENOVÁVEIS. A PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE RECURSOS HÍDRICOS REVISITADA

I. INTRODUÇÃO: ENQUADRAMENTO DA QUESTÃO NO CONTEXTO DO DIREITO DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS.....	361
II. TÉCNICAS DE PRODUÇÃO DE ENERGIA A PARTIR DOS RECURSOS HÍDRICOS: BREVE APONTAMENTO	367
III. A PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE RECURSOS HÍDRICOS NA PERSPETIVA DO DIREITO INTERNACIONAL E DO DIREITO EUROPEU	369
IV. A PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DE RECURSOS HÍDRICOS: REGIME(S) JURÍDICO(S)	376
1. Excurso: a produção de eletricidade a partir de recursos hídricos como concretização de políticas públicas	377
2. O regime de produção de eletricidade a partir da utilização de recursos hídricos	385
3. O regime da utilização dos recursos hídricos para produção de eletricidade.....	388
3.1. Título de utilização privativa	389
3.2. Conteúdo da utilização privativa; em especial, o dever de utilização efetiva de acordo com o fim e a construção de infraestruturas hidráulicas	391
3.3. Salvaguarda de usos alternativos.....	398
3.4. Risco e utilização de recursos hídricos: a caução de recuperação ambiental.....	399
3.5. Procedimento	403
V. REGIMES ESPECIAIS	409
1. Centrais mini-hídricas.....	409
2. Empreendimentos de fins múltiplos.....	411
3. Aproveitamento da energia das ondas do mar na zona piloto	413
VI. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	414

**O RELEVO DO REGIME DE COMÉRCIO EUROPEU
DE LICENÇAS DE EMISSÃO NO DOMÍNIO
DO SECTOR ENERGÉTICO**

I.	O PROTOCOLO DE QUIOTO	417
	1. Ideia geral.....	417
	2. A importância do sector energético no Protocolo de Quioto.	420
	3. Os instrumentos flexíveis do Protocolo de Quioto	421
	4. Processo de ratificação das partes e desenvolvimento posterior do Protocolo	422
	5. O caso especial da União Europeia	424
II.	A SOLUÇÃO DA UNIÃO EUROPEIA – O COMÉRCIO DE EMISSÕES	425
	1. Enquadramento e relações com o Protocolo de Quioto.....	425
	2. Outras directivas	426
	3. Estrutura geral do regime europeu de comércio de emissões .	427
	4. A disciplina das instalações fixas	428
	5. Períodos de negociação e desenvolvimento posterior	430
III.	A IMPORTÂNCIA DO SECTOR ENERGÉTICO NO CELE.....	431

**NOVAS FRONTEIRAS DO SETOR ELÉTRICO
E A IMPLEMENTAÇÃO DE UM MERCADO
RETALHISTA NO BRASIL**

I.	NOVAS FRONTEIRAS DO SETOR ELÉTRICO E O CASO PARA UM MERCADO RETALHISTA	436
II.	LIBERALIZAÇÃO, CONCORRÊNCIA E COMERCIALIZAÇÃO	439
III.	AS REDES INTELIGENTES	445
IV.	A IMPLEMENTAÇÃO DE UM MERCADO RETALHISTA NO BRASIL	459
	1. O problema das cláusulas de exclusividade dos contratos de concessão de distribuição.....	461
V.	CONCLUSÃO	473
	BIBLIOGRAFIA.....	475

OBRA PUBLICADA
COM A COORDENAÇÃO
CIENTÍFICA

